



RESOCONTO INTERMEDIO DI GESTIONE

AL 30 SETTEMBRE 2017

INDICE

RESOCONTO INTERMEDIO DI GESTIONE AL 30 SETTEMBRE 2017

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
14	Prospetti di sintesi
17	Risultati economico-finanziari al 30 settembre 2017
17	Ricavi e Margine operativo lordo di Gruppo e per Filiera
22	Altre voci del conto economico di Gruppo
24	Indebitamento finanziario netto e flussi di cassa
26	<i>Fair value</i> iscritto a stato patrimoniale e Riserva di <i>Cash Flow Hedge</i>
27	Evoluzione prevedibile della gestione
27	Fatti di rilievo avvenuti dopo il 30 settembre 2017
28	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". 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 2016	Dati economici (milioni di euro)	9 mesi 2017	9 mesi 2016	Var. %	3° trim. 2017	3° trim. 2016	Var. %
11.034	Ricavi di vendita	7.215	7.974	(9,5%)	2.247	2.506	(10,3%)
653	Margine operativo lordo	647	489	32,3%	221	149	48,3%
5,9%	% sui Ricavi di vendita	9,0%	6,1%		9,8%	5,9%	
(260)	Risultato operativo	84	(10)	n.s.	65	(31)	n.s.
n.s.	% sui Ricavi di vendita	1,2%	n.s.		2,9%	n.s.	
(389)	Risultato netto di competenza di Gruppo	(110)	(107)	(2,8%)	30	(40)	n.s.

31.12.2016	Dati finanziari (milioni di euro)	30.09.2017	30.09.2016	Var. %	3° trim. 2017	3° trim. 2016	Var. %
337	Investimenti in immobilizzazioni	228	217	5,1%	75	71	5,6%
68	Investimenti in esplorazione	60	57	5,3%	18	16	12,5%
7.327	Capitale investito netto (A + B) ⁽¹⁾	6.832	7.578	(6,8%)			
1.062	Indebitamento finanziario netto (A) ⁽¹⁾⁽²⁾	622	1.206	(41,4%)			
6.265	Patrimonio netto totale (B) ⁽¹⁾	6.210	6.372	(0,9%)			
5.955	Patrimonio netto attribuibile ai soci della controllante ⁽¹⁾	5.919	6.037	(0,6%)			

(1) Valore di fine periodo. Le variazioni di questi valori sono calcolate rispetto al 31 dicembre 2016.

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

Rating	30.09.2017	31.12.2016
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

PREMESSE

Criteri di redazione dell'informativa periodica trimestrale

Alla luce delle modifiche del quadro normativo di riferimento intervenute nel corso del 2016 la Società ha optato per fornire al mercato, in continuità con il passato, un'informativa volontaria periodica trimestrale su base consolidata, sia pure 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 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.

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

I principi contabili, i criteri di valutazione e i criteri di consolidamento applicati nella redazione di queste informazioni sono conformi a quelli utilizzati per il Bilancio Consolidato 2016 cui si rimanda per una loro più ampia trattazione.

Il Consiglio di Amministrazione tenutosi in data 26 ottobre 2017 ha autorizzato la pubblicazione del Resoconto Intermedio di Gestione al 30 settembre 2017, documento che non è assoggettato a revisione contabile.

Variatione dell'area di consolidamento rispetto al 31 dicembre 2016 – acquisizione e disposal di assets

Filiera Energia Elettrica

- Nel mese di marzo la società **Edison Energy Solutions** ha acquisito il 51% della società **Comat Energia**, società del gruppo Comat attiva in oltre 50 comunità montane e operante nel settore del teleriscaldamento urbano a biomassa; la società è consolidata con il metodo integrale.
- Nel mese di marzo la società **Edison Energia** ha acquisito il 51% della società **Assistenza Casa**, società italiana del gruppo internazionale HomeServe, operante nel settore delle prestazioni di servizi per la casa; la società è consolidata con il metodo integrale.
- Nel mese di marzo è stata perfezionata la cessione della partecipazione del 51% detenuta nella società **Gever**, precedentemente consolidata con il metodo integrale, con un effetto economico positivo inferiore al milione di euro.
- Nel mese di luglio la società **Edison** ha acquisito da **IDRORA** il ramo d'azienda costituito dalla centrale idroelettrica ad acqua fluente sul fiume Dora Baltea denominato "Montestrutto" nel comune di Tavagnasco (TO).

Disposal Group ai sensi dell'IFRS 5

Si segnala che:

- In data 25 luglio 2017 Edison ha sottoscritto un accordo con Snam per la cessione del 100% di Infrastrutture Trasporto Gas Spa ("ITG"), partecipazione che possiede il gasdotto Cavarzere-Minerbio che collega il Terminale GNL Adriatico alla rete nazionale, e del 7,3% della partecipazione Terminale GNL Adriatico Srl, società che possiede un unico *asset*, il terminale di rigassificazione GNL situato al largo delle coste di Rovigo. I relativi valori patrimoniali, adeguati per riflettere il valore di realizzo, sono iscritti nelle attività e passività in dismissione. Essendo i due *asset* sotto il profilo industriale strettamente interrelati e interdipendenti tale transazione è stata considerata come un'unica *unit of account*. In data 13 ottobre 2017 si è perfezionata la cessione per un valore di 225 milioni di euro e con un effetto economico negativo di circa 55 milioni di euro.
- In data 27 luglio 2017 Edison ha sottoscritto un contratto preliminare con IDeA Fimit Sgr per la vendita e il riaffitto degli immobili di Foro Buonaparte in Milano in cui ha sede la società per un valore di 272 milioni di euro. I relativi valori patrimoniali sono iscritti nelle attività e passività in dismissione.

EVENTI DI RILIEVO

Acquisizioni impianti mini-idro

Edison Spa ha acquisito da IDRORA Srl il ramo d'azienda, costituito dalla centrale idroelettrica ad acqua fluente sul fiume Dora Baltea denominato "Montestrutto" nel comune di Tavagnasco (TO), con potenza nominale media di concessione pari a 2.065 kW. Tale acquisizione, per un valore di 21 milioni di euro, ha avuto efficacia dall'1 luglio 2017. Edison Spa ha inoltre in corso l'acquisto da Bergamo Brescia Energia Srl (BBE) di alcuni impianti in corso di costruzione ubicati in provincia di Bergamo, sui fiumi Brembo e Serio.

Edison annuncia la sottoscrizione di un accordo di vendita e riaffitto della sede di Foro Buonaparte a Milano

Il 27 luglio 2017 Edison ha sottoscritto un contratto preliminare con IDEa Fimit Sgr, la società di gestione del risparmio specializzata in fondi immobiliari, controllata dal Gruppo De Agostini, per la vendita e il riaffitto della sede milanese di Foro Buonaparte.

In base a tale accordo, Edison si impegna a cedere la proprietà degli immobili e ad affittare gli stessi per 12 anni, con la possibilità di rinnovare l'affitto alle stesse condizioni per altri 6 anni. Il contratto prevede inoltre il diritto per Edison di riacquistare gli edifici milanesi di Foro Buonaparte 31 e 35. Tale operazione ha un valore di 272 milioni di euro.

Il *closing* è previsto entro novembre 2017.

Edison: Approvato progetto di fusione per incorporazione di Edison Trading

In data 20 settembre 2017, il Consiglio di Amministrazione di Edison ha approvato, in luogo dell'Assemblea degli Azionisti, il progetto di fusione per incorporazione in Edison Spa di Edison Trading Spa, società a socio unico e soggetta alla direzione e al coordinamento di Edison Spa. Il relativo verbale è stato iscritto in data 21 settembre 2017 presso il Registro delle Imprese di Milano.

Edison cede ITG e la partecipazione del 7,3% di Adriatic LNG a Snam

Il 13 ottobre 2017 Edison ha trasferito a Snam Spa la partecipazione totalitaria di Infrastrutture Trasporto Gas (ITG) e la quota pari al 7,3% del capitale della società Terminale GNL Adriatico Srl (Adriatic LNG).

L'operazione, già annunciata il 25 luglio scorso, ha un valore di 225 milioni di euro e rientra nel piano di dismissioni di asset non strategici della società destinato a finanziare il piano di investimenti di Edison per raggiungere l'obiettivo di diventare *leader* di mercato nelle rinnovabili e per rafforzare il proprio portafoglio clienti nel settore *retail*.

In particolare, ITG è la società che ha costruito e gestisce il metanodotto Cavarzere Minerbio, un'infrastruttura lunga 83 Km che collega il terminale di rigassificazione di Adriatic LNG alla rete di trasporto nazionale di Snam Rete Gas. Il metanodotto ha una capacità di trasporto di 9,6 miliardi di metri cubi all'anno e dal 2009 ha consentito il trasporto di circa il 10% del gas importato in Italia.

Adriatic LNG gestisce un rigassificatore con una capacità di 8 miliardi di metri cubi di gas situato al largo delle coste di Rovigo. Edison ha ceduto a Snam Spa la propria partecipazione residua, pari al 7,3% del capitale, conservando l'utilizzo dell'80% della capacità.

Edison ha un contratto di lungo termine con RasGas per l'approvvigionamento di gas da 6,4 miliardi di metri cubi all'anno che viene trattato sul terminale di Rovigo. Qualora Adriatic LNG sottoscrivesse nuovi contratti di utilizzo della capacità del terminale, Edison avrà diritto a un *earn-out* aggiuntivo.

Edison acquisisce il controllo di Frendy Energy e lancia l'OPA obbligatoria

In data 17 luglio 2017 Edison e Cryn Finance avevano sottoscritto un accordo vincolante finalizzato all'acquisto da parte di Edison della maggioranza del capitale di Frendy Energy Spa (Frendy), società con azioni negoziate sull'AIM Italia, cui fanno capo 15 impianti mini-idro (di cui 3 in fase avanzata di costruzione) situati prevalentemente su canali irrigui di Piemonte e Lombardia per una produzione totale annua di circa 20 GWh.

In base all'accordo Edison avrebbe acquisito da Cryn Finance e da un socio di minoranza il 45,039% del capitale di Frendy Energy Spa ad un prezzo stimato di 0,34 euro per azione, subordinatamente a che Edison conseguisse in un

unico contesto, anche attraverso acquisti di azioni Frendy da terzi al medesimo prezzo, una quota complessivamente non inferiore al 50,01% dei diritti di voto di Frendy. A seguito della sottoscrizione di ulteriori accordi, in data 17 ottobre 2017, Edison ha conseguito la partecipazione di controllo di Frendy avendo rilevato da quattro differenti venditori n. 29.704.909 azioni ordinarie Frendy, corrispondenti al 50,078% del capitale, al prezzo di 0,34 euro per azione (invariato rispetto alla stima iniziale) con un esborso complessivo di circa 10 milioni di euro.

In conseguenza di ciò si sono verificati i presupposti dell'obbligo a carico di Edison di promuovere un'offerta pubblica di acquisto totalitaria sulle restanti n. 29.612.338 azioni Frendy al medesimo prezzo; Edison quindi il 17 ottobre 2017 ha avviato la procedura di offerta pubblica di acquisto obbligatoria.

CONTESTO ESTERNO

Quadro economico di riferimento

L'andamento economico globale, nel 2017, si trova in una fase di ripresa, per effetto di politiche di investimento in accelerazione rispetto agli ultimi mesi del 2016.

La crescita sta interessando un numero sempre più ampio di Paesi e ad una velocità più uniforme rispetto al passato. La disoccupazione, considerando il complesso delle economie avanzate, è ai minimi dalla primavera del 2008 e gli scambi commerciali si rafforzano ulteriormente, sostenuti dal nuovo ciclo globale degli investimenti.

Negli Stati Uniti la crescita si conferma solida, grazie soprattutto alla domanda interna (consumi e investimenti fissi) e all'andamento soddisfacente del mercato del lavoro. Un freno alla dinamica economica americana nel medio termine potrà derivare dal rischio che le misure espansive promesse dall'amministrazione Trump non vengano implementate nei tempi e nelle misure necessarie per raggiungere gli obiettivi di crescita del 2018.

In Giappone, i ritmi di crescita sono elevati grazie agli effetti prodotti dalle manovre di bilancio espansive messe in atto nel 2016 e all'incremento delle esportazioni verso i paesi asiatici.

Prosegue il forte ritmo di crescita dei Paesi emergenti, trainati dalle economie di Cina e India; la prima ha manifestato un'ulteriore lieve accelerazione grazie all'aumento delle esportazioni e alla buona dinamica della domanda interna; la seconda è in lieve rallentamento poiché non ha ancora scontato del tutto lo *shock* da de-monetizzazione che ha portato ad una riduzione del contante in circolazione e, di conseguenza, è ancora alle prese con il fenomeno di *crash-crunch*. Dopo una lunga recessione torna a crescere anche l'economia russa, grazie alle esportazioni e agli investimenti privati, sostenuti anche dall'aumento del prezzo del petrolio; sulla solidità della ripresa pesa, tuttavia, l'inasprimento delle sanzioni impartite dagli U.S.A. verso le imprese di qualsiasi Paese che collaborino a progetti di investimento con a capo imprese russe. Si sta, infine, rafforzando la ripresa brasiliana, innescata all'inizio del 2017 dopo due anni di contrazione continua, nonostante sull'economia del Paese pesi ancora l'elevata fragilità dei conti pubblici.

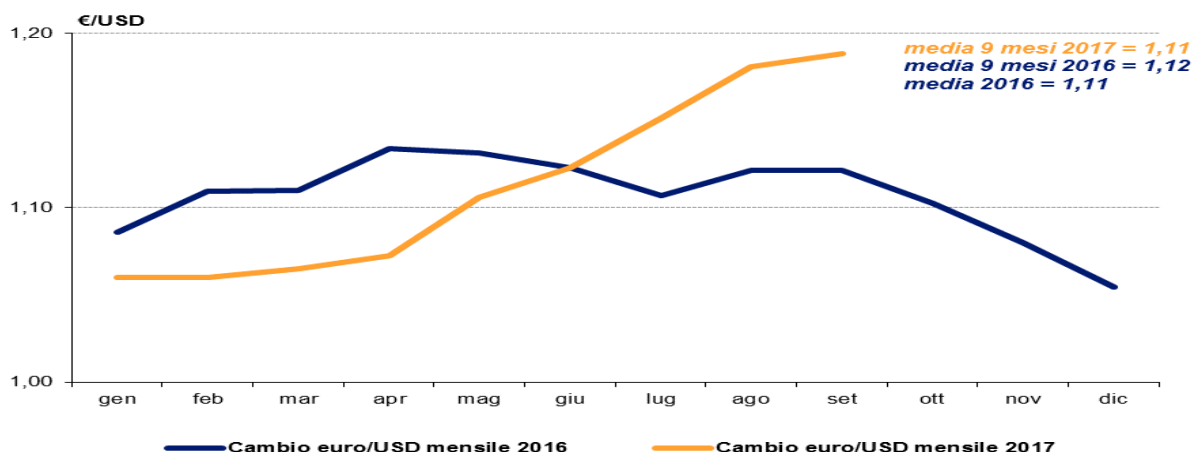
Quanto all'Europa, appare modesta la crescita del Regno Unito, con il settore dei servizi che fa da traino, riuscendo a compensare il calo della produzione manifatturiera e la riduzione dei consumi e degli investimenti. Sull'economia del paese pesano, infatti, le incertezze legate alla *Brexit*.

L'economia dell'Area Euro è in fase di espansione, sospinta soprattutto dalla domanda interna; in particolare, a dare il contributo maggiore alla crescita del PIL sono stati gli investimenti fissi lordi, seguiti dai consumi delle famiglie sostenuti dal migliore andamento del mercato del lavoro, da una parte, e dalla diminuzione della propensione al risparmio, dall'altra. A trainare l'espansione nell'Area Euro è stata la Germania. Quanto agli altri principali Paesi dell'area Euro, è stata positiva anche la crescita di Spagna e Paesi Bassi. Un po' meno brillante, per quanto positiva, la *performance* di Francia e Italia.

In Italia la ripresa è più forte di quanto atteso ad inizio 2017. Questo grazie alle politiche di bilancio che dallo scorso anno in Europa sono diventate lievemente espansive, dopo la lunga fase di austerità (2011-2014). Permane, tuttavia, il rischio di un possibile ritorno a politiche di bilancio restrittive per raggiungere gli obiettivi di riduzione del *deficit*. A fronte di tali considerazioni, le stime prevedono per l'Italia una crescita dell'1,5% nel corso del 2017. Le esportazioni sono la componente più vivace della domanda, ma anche gli investimenti manifestano il *trend* di crescita intrapreso nel 2014. Nell'anno in corso il rapporto debito pubblico/Pil ha iniziato a ridursi per la prima volta dall'inizio della crisi. Prosegue, infine, il miglioramento del mercato del lavoro, per quanto ancora afflitto dalla bassa occupazione giovanile.

Nel corso dei primi nove mesi del 2017 l'euro è rimasto, rispetto al medesimo periodo del 2016, sostanzialmente stabile (-0,2%) nei confronti del dollaro, mantenendosi a quota 1,11 euro per USD.

Considerando le variazioni mensili l'euro ha proseguito il *trend* di apprezzamento iniziato lo scorso gennaio. Nel terzo trimestre questo rafforzamento si è ulteriormente accentuato con l'euro che ha infatti raggiunto una quotazione media di 1,17, in aumento del 6,7% rispetto al trimestre precedente e del 5,2% rispetto al terzo trimestre 2016, superando quota 1,20 euro per USD nel corso del mese di settembre, apprezzamento sostenuto dai dati macroeconomici dell'Area Euro.



Per quanto riguarda i mercati petroliferi, la media dei primi nove mesi del 2017 del prezzo del greggio si è attestata a 52,6 USD/bbl, superiore del 22,2% rispetto alla media dello stesso periodo del 2016. Nel corso del 2017 la quotazione del Brent ha interrotto il *trend* ribassista del primo semestre ed è tornata a salire, attestandosi su un valore medio di 52,2 USD/bbl nel terzo trimestre, in aumento dell'11,0% rispetto allo stesso periodo del 2016 e del 2,4% rispetto al trimestre precedente. Nel corso dell'ultimo mese, esattamente il 25 settembre, è stata raggiunta la quotazione di 59,0 USD/bbl, la più alta da luglio 2015.

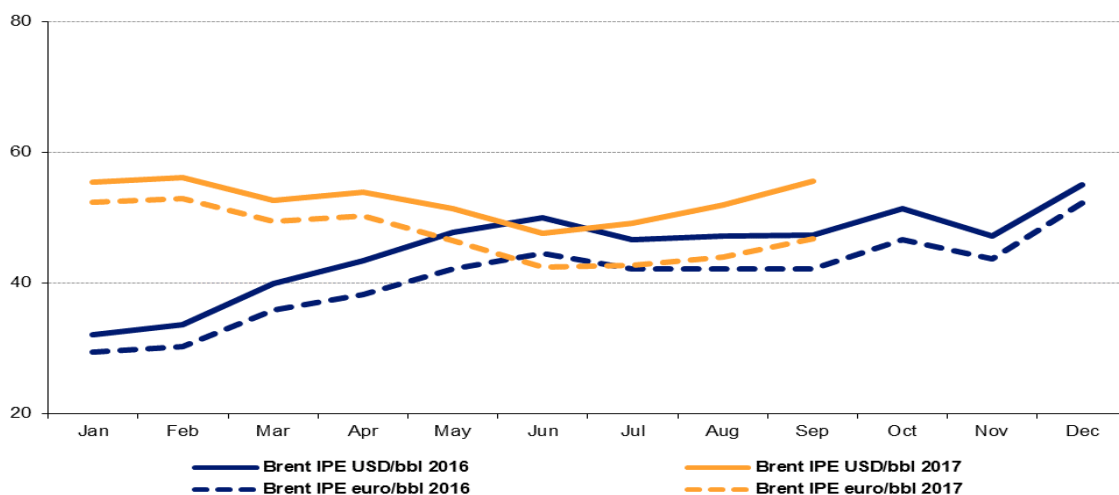
Il valore del greggio in euro/bbl si è attestato ad un livello medio di 47,4 €/bbl, in aumento del 23% rispetto ai primi nove mesi del 2016.

La dinamica del prezzo è tuttora da ricondurre all'ottemperanza agli accordi tra OPEC e altri 10 paesi non-OPEC: nonostante non tutti i produttori abbiano raggiunto un livello di *compliance* del 100%, tagli più significativi da parte di alcuni paesi, tra i quali l'Arabia Saudita, hanno permesso di raggiungere il *target* produttivo prestabilito. Aspettative circa l'ulteriore estensione dell'accordo, così come le previsioni al rialzo della domanda, hanno favorito il recupero dei prezzi. La variazione della produzione di *shale oil* e delle scorte americane di greggio e distillati, come conseguenza della stagione degli uragani, ha determinato un incremento della volatilità delle quotazioni nel corso degli ultimi due mesi.

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 2016		9 mesi 2017	9 mesi 2016	Variaz. %	3° trim. 2017	3° trim. 2016	Variaz. %
45,1	Prezzo petrolio USD/bbl ⁽¹⁾	52,6	43,0	22,2 %	52,2	47,0	11,0 %
1,11	Cambio USD/euro	1,11	1,12	(0,2) %	1,17	1,12	5,2 %
40,8	Prezzo petrolio euro/bbl	47,4	38,5	23,0 %	44,4	42,1	5,5 %

(1) IPE Brent



Andamento del mercato energetico italiano Bilancio di Energia Elettrica in Italia e scenario di riferimento

Esercizio		9 mesi	9 mesi	Variaz.	3° trim.	3° trim.	Variaz.
2016	(TWh)	2017	2016	%	2017	2016	%
279,7	Produzione netta:	213,1	205,7	3,6%	73,4	72,2	1,7%
190,9	- Termoelettrica	144,9	134,6	7,7%	48,6	47,8	1,8%
43,8	- Idroelettrica	30,8	34,9	(11,7%)	11,8	12,4	(5,3%)
21,8	- Fotovoltaica	20,7	18,5	11,6%	7,9	7,5	5,3%
17,5	- Eolica	12,4	13,3	(6,4%)	3,7	3,0	21,8%
5,9	- Geotermoelettrica	4,3	4,4	(1,8%)	1,4	1,5	(1,6%)
37,0	Saldo netto Import/export	28,2	31,5	(10,6%)	9,9	9,0	10,1%
(2,5)	Consumo pompaggi	(1,7)	(1,7)	(2,6%)	(0,4)	(0,5)	(14,2%)
314,3	Totale domanda	239,6	235,5	1,8%	82,9	80,7	2,7%

Fonte: elaborazioni su dati Terna consuntivi 2016 e preconsuntivi 2017 e stime Edison al lordo delle perdite di rete.

La domanda lorda di energia elettrica in Italia del terzo trimestre 2017 è stata pari a 82,9 TWh, in aumento di 2,2 TWh (+2,7%) rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente.

L'incremento è dovuto principalmente alle temperature elevate registratesi nel mese di agosto, con conseguente maggior consumo di energia per la climatizzazione.

Risultano in aumento sia la produzione nazionale netta (+1,2 TWh) che le importazioni (+0,9 TWh). La produzione nazionale del trimestre, al netto dei pompaggi, ha coperto l'88,1% della domanda, in lieve diminuzione rispetto al corrispondente trimestre del 2016, mentre le importazioni nette hanno soddisfatto il restante 11,9%.

La produzione nazionale ha visto una forte riduzione della produzione idroelettrica di 0,6 TWh (-5,3%), mentre il comparto termoelettrico ha prodotto 0,8 TWh in più (+1,8%).

La produzione delle altre rinnovabili si presenta in aumento di 1,0 TWh (+8,6%) per effetto principalmente di una migliore *performance* degli impianti eolici (+21,8%).

Complessivamente, la domanda lorda di energia elettrica nei primi nove mesi del 2017 è risultata pari a 239,6 TWh, in aumento di 4,1 TWh (+1,8%) rispetto al corrispondente periodo dell'anno scorso.

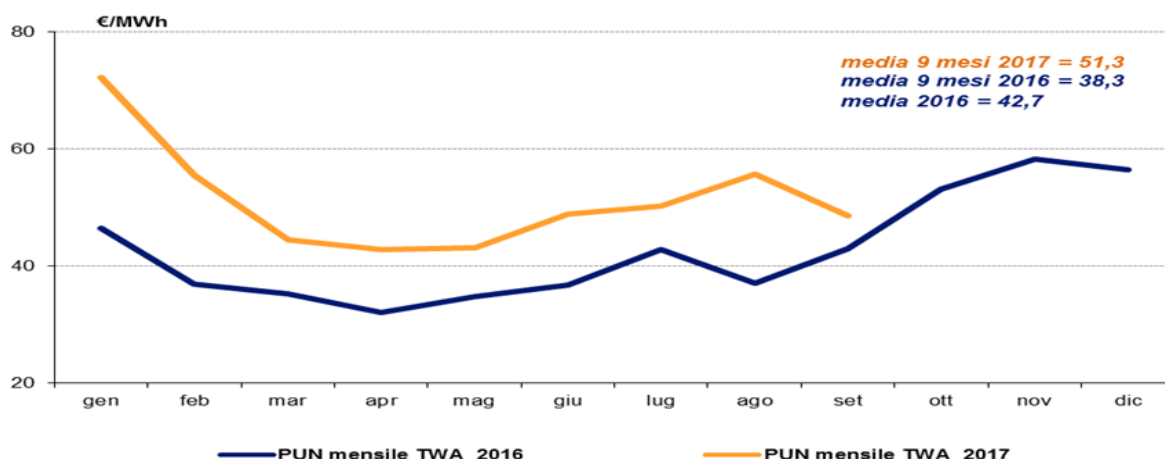
Con riferimento allo scenario prezzi al 30 settembre 2017, la quotazione media del 2017 del PUN TWA (Prezzo Unico Nazionale *Time Weighted Average*), si è attestata su un livello di 51,3 euro/MWh, in aumento di quasi il 34% rispetto al dato relativo allo stesso periodo dell'anno precedente (38,3 euro/MWh). La media del terzo trimestre 2017 si è attestata a 51,6 euro/MWh, in aumento del 14,8% rispetto al trimestre precedente e del 25,9% rispetto al medesimo periodo del 2016.

Tale incremento di prezzo è stato supportato dai costi di generazione termoelettrica (gas, carbone, CO₂), da una maggiore domanda di energia elettrica e da una ridotta produzione idroelettrica, tanto in Italia quanto nei confinanti paesi d'oltralpe, nonché da una minore disponibilità di impianti nucleari in Francia e Svizzera.

In tale contesto, la minore generazione elettrica da fonte rinnovabile, così come una ridotta importazione di energia dall'estero, hanno determinato la chiamata in servizio di più costosi impianti termoelettrici.

Analizzando l'evoluzione mensile del PUN, gli scostamenti più significativi si sono riscontrati nei mesi di gennaio, febbraio e agosto. Ad agosto, in particolare il giorno 3, il PUN ha toccato il valore più alto degli ultimi due anni (104,73 €/MWh), quando agli elementi sopra segnalati si sono aggiunte temperature elevate e manutenzioni agli impianti termoelettrici in area Nord.

Nel seguente grafico è rappresentato il confronto dell'andamento mensile tra i primi nove mesi dei due anni in esame:



Nei primi nove mesi 2017 si registrano forti aumenti anche sui prezzi zionali, seppur con variazioni non omogenee per effetto del differente impatto dei fattori climatici e strutturali sopra menzionati (+38,2% zona Nord e +28,5% zona Sud). I gruppi di ore F1, F2 e F3 hanno mostrato un incremento su tutte le fasce, in linea a quanto fatto registrare dal PUN (+36,6%, 32,4% e 32,2% rispetto ai primi nove mesi del 2016).

Il trend al rialzo si è riscontrato anche nei prezzi dei paesi esteri: in particolare, nei primi nove mesi del 2017, si evidenzia un aumento del 41,7% in Francia e un incremento del 32,7% in Germania, dove la media si è attestata a quota 34,6 euro/MWh. Oltre all'alterazione dei flussi di energia tra paesi, ha pesato sull'aumento dei prezzi tedeschi, in particolar modo negli ultimi mesi, anche l'incremento del prezzo carbone e della CO₂.

Bilancio di Gas Naturale in Italia e scenario di riferimento

Esercizio		9 mesi	9 mesi	Variaz.	3° trim.	3° trim.	Variaz.
2016	(Miliardi di mc)	2017	2016	%	2017	2016	%
28,2	Servizi e usi civili	18,7	18,1	3,4%	1,9	1,9	(0,3%)
16,7	Usi industriali	13,2	12,3	7,9%	4,2	3,7	11,2%
23,4	Usi termoelettrici	18,5	16,2	13,9%	6,1	6,1	1,4%
2,1	Consumi e perdite di sistema	1,5	1,4	7,8%	0,6	0,5	4,8%
70,4	Totale domanda	51,9	48,0	8,2%	12,8	12,2	4,3%

Fonte: Preconsuntivi 2016 e preliminari 2017 Snam Rete gas, Ministero Sviluppo Economico e stime Edison.

Nel corso del terzo trimestre del 2017 la domanda di gas naturale in Italia ha fatto registrare un incremento del 4,3% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, attestandosi a circa 12,8 miliardi di mc, con un aumento complessivo di circa 0,6 miliardi di mc.

In termini assoluti, tale dinamica è da attribuirsi ad un aumento della domanda del settore industriale (circa 0,4 miliardi di mc; +11,2%), mentre il consumo di gas del comparto termoelettrico risulta in linea rispetto al corrispondente trimestre del 2016 (+1,4%).

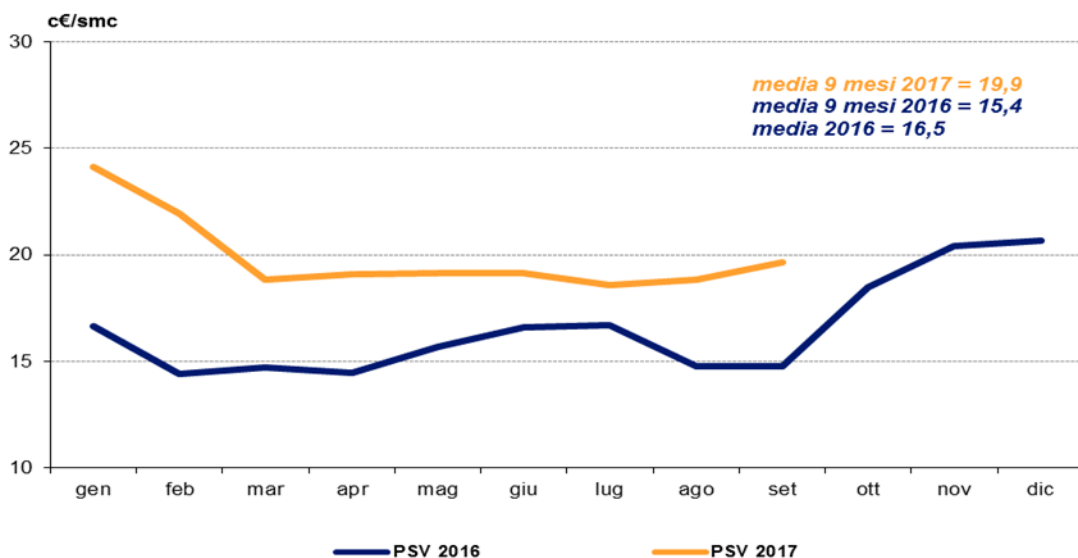
Per quanto riguarda le fonti di approvvigionamento, il terzo trimestre 2017 ha registrato, rispetto al corrispondente periodo 2016:

- una produzione nazionale in lieve calo (-2% vs 2016);
- importazioni di gas in lieve aumento (+1% vs 2016);
- un calo dei volumi iniettati a stoccaggio (-0,5 miliardi di mc; -9% vs 2016).

Con riferimento ai primi nove mesi dell'anno, la domanda di gas naturale si è attestata a 51,9 miliardi di mc, con un aumento di circa 4,0 miliardi di mc (+8,2%) rispetto allo stesso periodo del 2016, in tutti e 3 i principali settori (termoelettrico, industriale e civile).

Il prezzo del gas *spot* in Italia nel corso dei primi nove mesi 2017 ha segnato un aumento del 29,3% rispetto allo stesso periodo 2016, attestandosi a quota 19,9 c€/smc. Dopo un andamento decrescente nel primo trimestre, il prezzo è rimasto sostanzialmente stabile nei successivi sei mesi, seppur in lieve crescita mese su mese nel terzo trimestre. Le quotazioni del trimestre appena concluso si sono attestate a 19,0 c€/smc, in aumento del 23,5% rispetto allo stesso periodo 2016.

Lo *spread* PSV-TTF ha registrato sui nove mesi una media di 2,2 c€/smc, in aumento del 27,7% rispetto al medesimo periodo dell'anno precedente. Durante il terzo trimestre il differenziale di prezzo si è attestato a quota 2,0 c€/smc, in diminuzione di quasi il 25% rispetto al precedente trimestre. Tale movimento è da ascrivere alle tensioni sul mercato del gas, che hanno avuto un impatto maggiormente rialzista sui prezzi nel Nord Europa rispetto a quanto non avessero influenzato le quotazioni italiane, sulle quali hanno pesato anche il miglioramento delle condizioni di producibilità idroelettrica. L'andamento del differenziale PSV-TTF ha impattato i volumi in *import* da Passo Gries che, tra il mese di luglio, in cui lo *spread* era a quota 2,6 c€/smc, e quello di settembre, in cui è sceso a 1,5 c€/smc, si sono ridotti di circa il 60%.



Quadro normativo e regolamentare di riferimento

Nel seguito si evidenziano i tratti salienti delle principali tematiche oggetto dell'evoluzione normativa relativa al trimestre luglio-settembre 2017 per i diversi ambiti del *business* aziendale.

Energia elettrica

Mercato all'ingrosso

Mercato italiano della capacità: il 3 agosto 2017 l'Autorità ha pubblicato il DCO 592/2017/R/eel in cui si illustrano gli orientamenti del regolatore in merito ai parametri tecnico-economici del mercato della capacità italiano, con particolare riferimento al prezzo di esercizio e ai parametri economici della nuova tipologia di curva di domanda proposta da Terna. I punti di principale interesse riguardano il prezzo di esercizio, che rimane un parametro rappresentativo del costo variabile di produzione e non del costo marginale della *Demand Side Response* (DSR) e il grado di concorrenza atteso nelle aste del mercato della capacità, al punto da rendere possibili esiti caratterizzati dall'esercizio di potere di mercato da parte dei titolari di capacità esistente.

Mercato Retail

Offerte standardizzate per energia elettrica e gas (PLACET): a luglio 2017 l'Autorità ha pubblicato la delibera 555/2017/R/com con la quale viene introdotto l'obbligo, dall'1 gennaio 2018, per ogni venditore di offrire ai clienti di minori dimensioni di energia elettrica e gas delle offerte standardizzate, c.d. "Offerte P.L.A.C.E.T.". Il provvedimento definisce, inoltre, le condizioni contrattuali minime inderogabili nell'ambito di tutte le offerte del mercato libero diverse dalle offerte PLACET e stabilisce il prezzo da applicare ai titolari di contratti in scadenza di Tutela SIMILE che non abbiano effettuato l'esplicita scelta di un'altra offerta.

Sistema Indennitario: l'Autorità ha pubblicato la Delibera 593/2017 con cui definisce la disciplina a regime del sistema indennitario unitariamente per i settori dell'energia elettrica e del gas naturale, attraverso la piena implementazione dei relativi processi all'interno del Sistema Informativo Integrato (SII), approvando il "Testo integrato del sistema indennitario a carico del cliente finale moroso nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale" (TISIND).

Idrocarburi

Tariffe e mercato

Tariffe di trasporto: Il 7 agosto 2017 l'Autorità ha pubblicato la delibera 575/2017/R/gas che fissa i criteri per la determinazione delle tariffe del servizio di trasporto di gas naturale per il periodo transitorio 2018 e 2019, apportando alcune variazioni alla disciplina vigente. In particolare, la delibera prevede una ripartizione dei costi attribuiti ai punti di entrata e uscita secondo un rapporto pari a 40/60 (rispetto all'attuale 50/50), con una conseguente diminuzione - *ceteris paribus* - della spesa per la capacità di importazione. Con riferimento alla remunerazione del capitale investito riconosciuto viene confermato il tasso di remunerazione per l'attività di trasporto pari a 5,4% per il 2018.

Progetto Pilota Conferimento Capacità Termo: a luglio l'Autorità ha pubblicato la delibera 512/2017/R/gas che completa il quadro regolatorio del progetto pilota avviato nel 2016, introducendo meccanismi più flessibili di conferimento della capacità presso i punti di riconsegna della rete di trasporto gas che alimentano impianti termoelettrici. Il completamento del progetto prevede la possibilità di usufruire di conferimenti *ex ante* di capacità mensile che verrà offerta ad un corrispettivo pari a 2 volte il corrispettivo annuale riproporzionato su base mensile. Con il medesimo provvedimento l'Autorità ha ridotto il valore del corrispettivo per il prodotto giornaliero al corrispettivo annuale riproporzionato su base giornaliera.

Infrastrutture

Ricavi e Tariffe

Ricavi Edison Stoccaggio: all'inizio di agosto è stato pubblicato il provvedimento annuale AEEGSI con il quale viene disposto il recupero dei mancati ricavi delle imprese di stoccaggio conseguiti in sede di aste per il conferimento della capacità. Il provvedimento riporta anche, quest'anno, le risultanze dell'istruttoria avviata dall'Autorità sulle prestazioni dei campi di stoccaggio di Stogit.

Mercato e Commerciale

Bilanciamento gas - Implementazione del regolamento EU n. 312/2014 - Disciplina del mercato Gas: nel corso del terzo trimestre 2017 è stata approvata, tramite delibera AEEGSI 630/2017, la convenzione tra la società Edison Stoccaggio ed il GME che regola i flussi informativi tra di essi funzionali alla corretta esecuzione della sessione di mercato MGS (che si svolge al termine del giorno gas nell'ambito della M-Gas), consentendo pertanto, a decorrere dall'1 ottobre 2017, anche ad Edison Stoccaggio di partecipare alla piattaforma per il Bilanciamento.

Titoli di efficienza energetica – contributo tariffario a favore dei distributori: l'Autorità, con delibera 634/17, ha posticipato la decorrenza del criterio di competenza con il quale sono rimborsati al distributore gli oneri per il soddisfacimento degli obblighi di efficienza energetica, in luogo dell'attuale criterio di cassa preferito dai soggetti sopra citati. Il nuovo criterio si applica integralmente dall'anno d'obbligo 2021, anziché dal 2017. Altre disposizioni di interesse sono l'approvazione delle Regole di funzionamento del mercato dei TEE e del Regolamento per le transazioni bilaterali di TEE, e l'unificazione dei titoli tra oggetto di contrattazione bilaterale e di contrattazione sul mercato organizzato del GME.

Qualità dei servizi

Servizio misura gas: con la delibera 522/2017 sono state introdotte alcune misure finalizzate a migliorare la *performance* del servizio di misura del gas naturale, in vigore a partire dal 1° gennaio 2018. Le modifiche, che riguardano sia misuratori accessibili che non accessibili, prevedono *standard* specifici di lettura, obblighi di sostituzione di questi ultimi e penalità in caso di mancato adempimento.

Tematiche Trasversali

Legge annuale per il mercato e la concorrenza: la legge 4 agosto 2017 n. 124, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale del 14 agosto 2017, è entrata in vigore il 29 agosto 2017. Il provvedimento contiene, tra le altre materie, alcune previsioni finalizzate al completamento del percorso di liberalizzazione del mercato della vendita di energia elettrica e gas. Tra le novità proposte da questo provvedimento attuativo è prevista, mediante decreto del Ministero dello Sviluppo Economico, la definizione di misure necessarie a garantire l'ingresso consapevole del mercato dei clienti finali, secondo meccanismi che assicurino la concorrenza e la pluralità di fornitori e di offerte nel mercato libero.

PROSPETTI DI SINTESI

Conto economico consolidato

(in milioni di euro)	9 mesi 2017	9 mesi 2016
Ricavi di vendita	7.215	7.974
Altri ricavi e proventi	97	151
Totale ricavi	7.312	8.125
Consumi di materie e servizi (-)	(6.437)	(7.426)
Costo del lavoro (-)	(228)	(210)
Margine operativo lordo	647	489
Variatione netta di <i>fair value</i> su derivati (<i>commodity</i> e cambi)	(196)	(133)
Ammortamenti e svalutazioni (-)	(361)	(360)
Altri proventi (oneri) netti	(6)	(6)
Risultato operativo	84	(10)
Proventi (oneri) finanziari netti	(46)	(69)
Proventi (oneri) da partecipazioni	(44)	7
Risultato prima delle imposte	(6)	(72)
Imposte sul reddito	(94)	(21)
Risultato netto da <i>Continuing Operations</i>	(100)	(93)
Risultato netto da <i>Discontinued Operations</i>	-	-
Risultato netto	(100)	(93)
di cui:		
Risultato netto di competenza di terzi	10	14
Risultato netto di competenza di Gruppo	(110)	(107)
Utile (perdita) per azione (in euro)		
Risultato di base azioni ordinarie	(0,0217)	(0,0212)
Risultato di base azioni di risparmio	0,0375	0,0375
Risultato diluito azioni ordinarie	(0,0217)	(0,0212)
Risultato diluito azioni di risparmio	0,0375	0,0375

Stato patrimoniale consolidato

	30.09.2017	31.12.2016 (*)
(in milioni di euro)		
ATTIVITA'		
Immobilizzazioni materiali	3.675	3.937
Immobili detenuti per investimento	5	5
Avviamento	2.343	2.357
Concessioni idrocarburi	362	396
Altre immobilizzazioni immateriali	145	128
Partecipazioni	97	104
Partecipazioni disponibili per la vendita	1	158
Altre attività finanziarie	80	94
Crediti per imposte anticipate	459	498
Altre attività	303	310
Totale attività non correnti	7.470	7.987
Rimanenze	290	180
Crediti commerciali (*)	1.319	1.877
Crediti per imposte correnti	8	8
Crediti diversi (*)	854	1.390
Attività finanziarie correnti	27	22
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	412	206
Totale attività correnti	2.910	3.683
Attività in dismissione	349	-
Totale attività	10.729	11.670
PASSIVITA'		
Capitale sociale	5.377	5.377
Riserve e utili (perdite) portati a nuovo	612	988
Riserva di altre componenti del risultato complessivo	40	(21)
Risultato netto di competenza di Gruppo	(110)	(389)
Totale patrimonio netto attribuibile ai soci della controllante	5.919	5.955
Patrimonio netto attribuibile ai soci di minoranza	291	310
Totale patrimonio netto	6.210	6.265
Trattamento di fine rapporto e fondi di quiescenza	42	44
Fondo imposte differite	43	52
Fondi per rischi e oneri	1.233	1.142
Obbligazioni	-	-
Debiti e altre passività finanziarie	203	215
Altre passività	45	74
Totale passività non correnti	1.566	1.527
Obbligazioni	623	615
Debiti finanziari correnti	240	460
Debiti verso fornitori (*)	1.344	1.695
Debiti per imposte correnti	12	7
Debiti diversi (*)	710	1.101
Totale passività correnti	2.929	3.878
Passività in dismissione	24	-
Totale passività e patrimonio netto	10.729	11.670

(*) Dall'1 gennaio 2017, per fornire una migliore rappresentazione del capitale circolante operativo, i crediti e i debiti verso contitolari in ricerche idrocarburi sono inclusi rispettivamente nei crediti commerciali e nei debiti verso fornitori, anziché nei crediti e debiti diversi.

I saldi al 31 dicembre 2016, crediti per 47 milioni di euro e debiti per 88 milioni di euro, sono stati riclassificati in coerenza con il 2017 per omogeneità di confronto.

Variazione del patrimonio netto consolidato

	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
<i>(in milioni di euro)</i>							
Saldi al 31 dicembre 2016	5.377	988	(21)	(389)	5.955	310	6.265
Destinazione risultato esercizio precedente	-	(389)	-	389	-	-	-
Distribuzione dividendi e riserve	-	-	-	-	-	(29)	(29)
Aumento di capitale sociale e riserve	-	-	-	-	-	1	1
Variazione area di consolidamento	-	-	-	-	-	-	-
Altri movimenti	-	13	-	-	13	(1)	12
Totale risultato netto complessivo	-	-	61	(110)	(49)	10	(39)
di cui:							
- Variazione del risultato complessivo	-	-	61	-	61	-	61
- Risultato netto al 30 settembre 2017	-	-	-	(110)	(110)	10	(100)
Saldi al 30 settembre 2017	5.377	612	40	(110)	5.919	291	6.210

RISULTATI ECONOMICO-FINANZIARI AL 30 SETTEMBRE 2017

Ricavi e margine operativo lordo di Gruppo e per Filiera

Esercizio 2016 (in milioni di euro)	9 mesi 2017	9 mesi 2016	Variaz. %	3° trim. 2017	3° trim. 2016	Variaz. %
Filiera Energia Elettrica						
5.682 Ricavi di vendita	3.861	4.063	(5,0%)	1.317	1.413	(6,8%)
386 Margine operativo lordo <i>reported</i>	250	289	(13,5%)	108	100	8,0%
242 Margine operativo lordo <i>adjusted</i> ⁽¹⁾	232	182	27,5%	101	60	68,3%
Filiera Idrocarburi						
6.031 Ricavi di vendita	3.935	4.362	(9,8%)	1.114	1.251	(11,0%)
361 Margine operativo lordo <i>reported</i>	462	260	77,7%	126	67	(88,1%)
505 Margine operativo lordo <i>adjusted</i> ⁽¹⁾	480	367	30,8%	133	107	24,3%
Corporate e Altri Settori ⁽²⁾						
51 Ricavi di vendita	36	37	(2,7%)	12	12	-
(94) Margine operativo lordo	(65)	(60)	(8,3%)	(13)	(18)	27,8%
Elisioni						
(730) Ricavi di vendita	(617)	(488)	(26,4%)	(196)	(170)	(15,3)%
Gruppo Edison						
11.034 Ricavi di vendita	7.215	7.974	(9,5%)	2.247	2.506	(10,3%)
653 Margine operativo lordo	647	489	32,3%	221	149	48,3%
5,9% % sui ricavi di vendita	9,0%	6,1%		9,8%	5,9%	

(1) 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. Tale riclassificazione viene effettuata al fine di consentire una miglior lettura gestionale dei risultati industriali.

(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 Gruppo sono pari a 2.247 milioni di euro nel terzo trimestre 2017 ed a 7.215 milioni nei primi nove mesi del 2017, in calo rispettivamente del 10,3% e del 9,5% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente.

Il margine operativo lordo registra un incremento di 72 milioni di euro nel terzo trimestre 2017 e di 158 milioni di euro nei primi nove mesi 2017, principalmente grazie ad un favorevole scenario di riferimento che ha contribuito alla maggiore marginalità della generazione termoelettrica e dell'*Exploration & Production*.

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

Filiera Energia elettrica Fonti

Esercizio 2016	GWh (*)	9 mesi 2017	9 mesi 2016	Variaz. %	3° trim. 2017	3° trim. 2016	Variaz. %
20.358	Produzione Edison:	15.017	14.456	3,9%	5.019	5.377	(6,7%)
16.765	- termoelettrica	12.501	11.703	6,8%	4.086	4.443	(8,0%)
2.490	- idroelettrica	1.761	1.920	(8,3%)	720	746	(3,5%)
1.103	- eolica e altre rinnovabili	755	833	(9,4%)	213	188	13,0%
70.836	Altri acquisti (grossisti, IPEX, ecc.)⁽¹⁾	41.573	54.085	(23,1%)	12.890	17.963	(28,2%)
91.194	Totale fonti	56.590	68.541	(17,4%)	17.909	23.340	(23,3%)

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

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

Impieghi

Esercizio 2016	GWh (*)	9 mesi 2017	9 mesi 2016	Variaz. %	3° trim. 2017	3° trim. 2016	Variaz. %
11.582	Clienti finali ⁽¹⁾	7.997	8.800	(9,1%)	2.837	2.878	(1,4%)
79.612	Altre vendite (grossisti, IPEX, ecc.)⁽²⁾	48.593	59.741	(18,7%)	15.072	20.462	(26,3%)
91.194	Totale impieghi	56.590	68.541	(17,4%)	17.909	23.340	(23,3%)

(1) Al lordo delle perdite.

(2) Escluso portafoglio di trading.

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

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 compravendite 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 nel terzo trimestre 2017 si attestano a 5.019 GWh, in calo del 6,7% rispetto al terzo trimestre 2016; in particolare, la produzione termoelettrica evidenzia un decremento dell'8%, da spiegarsi in parte a seguito della cessione di Termica Milazzo effettuata il 1° agosto 2016 e di Gever Spa a partire da marzo 2017. Per quanto riguarda la produzione idroelettrica, l'andamento del terzo trimestre 2017 ha visto un calo della produzione (-3,5%), dovuto ad una minore idraulicità. Si registra inoltre un incremento della produzione eolica e altre rinnovabili di circa il 13% grazie alla maggiore ventosità nel periodo.

Le vendite ai clienti finali sono in lieve calo, con riduzioni su tutti i segmenti.

Gli Altri acquisti e vendite del terzo trimestre 2017 sono in diminuzione rispetto ai valori dello stesso periodo del 2016; 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*.

Nel corso dei primi nove mesi:

- le produzioni nette di Edison si attestano a 15.017 GWh (+3,9% rispetto ai primi nove mesi del 2016);
- le vendite complessive del Gruppo si attestano a 56.590 GWh (-17,4%) nell'ambito delle quali le vendite ai clienti finali pari a 7.997 GWh si riducono del 9,1% rispetto ai primi nove mesi del 2016.

Servizi energetici

Esercizio 2016 ⁽¹⁾	(GWh) ^(*)	9 mesi 2017	9 mesi 2016 ⁽¹⁾	Variaz. %	3° trim. 2017	3° trim. 2016	Variaz. %
797	Produzione di energia elettrica da impianti di cogenerazione, trigenerazione e altri minori	778	534	45,7%	242	256	(5,6%)

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

(1) I dati dell'esercizio 2016 e dei primi 9 mesi 2016 includono il gruppo Fenice dal 1° aprile 2016.

La produzione di energia elettrica da servizi energetici si riferisce alla nuova divisione Energy Services Market costituita a seguito dell'integrazione delle attività del gruppo Fenice, acquisito nell'aprile 2016.

Dati economici

Esercizio 2016	(in milioni di euro)	9 mesi 2017	9 mesi 2016	Variaz. %	3° trim. 2017	3° trim. 2016	Variaz. %
5.682	Ricavi di vendita	3.861	4.063	(5,0%)	1.317	1.413	(6,8%)
242	Margine operativo lordo <i>adjusted</i> ⁽¹⁾	232	182	27,5%	101	60	68,3%

(1) Vedi nota pagina 17.

I ricavi di vendita del terzo trimestre 2017 sono pari a 1.317 milioni di euro e, risultano in diminuzione rispetto al terzo trimestre del 2016, a causa di una diminuzione dei volumi venduti per effetto di una diversa ottimizzazione del portafoglio, non compensata dall'aumento dei prezzi medi di vendita trainati dallo scenario di riferimento. I ricavi del terzo trimestre 2017 di Fenice rimangono pressoché invariati rispetto al terzo trimestre 2016.

Il margine operativo lordo *adjusted* del trimestre, che si attesta a 101 milioni di euro (60 milioni di euro nello stesso periodo del 2016), registra un incremento di 41 milioni di euro grazie a una maggiore marginalità della generazione termoelettrica.

Complessivamente, nei primi nove mesi dell'anno, i ricavi di vendita ammontano a 3.861 milioni di euro e, pur in presenza dei ricavi di vendita di Fenice (nel 2016 consolidati a partire dal mese di aprile), risultano in diminuzione del 5% rispetto allo stesso periodo del 2016, in conseguenza dei fenomeni già commentati sull'andamento del terzo trimestre.

Il margine operativo lordo *adjusted* pari a 232 milioni di euro registra un aumento di 50 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2016, principalmente grazie a una maggiore marginalità della generazione termoelettrica, in parte compensata da un minore contributo del comparto idroelettrico, oltre che da fenomeni non ricorrenti quali il contributo di Fenice per l'intero 2017 (55 milioni di euro nei primi nove mesi del 2017 verso 36 milioni di euro nello stesso periodo del 2016) e, nel 2016, il provento netto di 33 milioni di euro derivante dallo scambio di partecipazioni di Edison in Hydros e Sel Edison con la partecipazione di Alperia in Cellina Energy.

Filiera Idrocarburi Fonti Gas

Esercizio 2016	Gas in milioni di mc	9 mesi 2017	9 mesi 2016	Variaz. %	3° trim. 2017	3° trim. 2016	Variaz. %
521	Produzioni ⁽¹⁾	337	384	(12,3%)	109	143	(23,7%)
14.615	Import (<i>Pipe</i> + GNL)	11.122	10.825	2,7%	3.578	3.516	1,7%
6.745	Altri Acquisti	3.875	4.422	(12,4%)	1.008	1.508	(33,2%)
-	Variazione stoccaggi ⁽²⁾	(137)	(88)	56,5%	(149)	(162)	8,2%
21.881	Totale fonti	15.197	15.543	(2,2%)	4.546	5.005	(9,2%)
1.403	Produzioni estero ⁽³⁾	1.254	1.114	12,7%	497	356	39,6%

(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		9 mesi	9 mesi	Variaz.	3° trim.	3° trim.	Variaz.
2016	Gas in milioni di mc	2017	2016	%	2017	2016	%
2.562	Usi civili	1.513	1.668	(9,3%)	134	165	(18,9%)
3.970	Usi industriali	3.249	2.890	12,4%	1.040	907	14,7%
7.320	Usi termoelettrici	5.413	4.928	9,8%	1.759	1.862	(5,5%)
8.029	Altre vendite	5.022	6.057	(17,1%)	1.613	2.071	(22,2%)
21.881	Totale impieghi	15.197	15.543	(2,2%)	4.546	5.005	(9,2%)
1.403	Vendite produzioni estero ⁽¹⁾	1.254	1.114	12,7%	497	356	39,6%

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

La produzione di gas del terzo trimestre, totalizzando Italia e estero, è risultata pari a 606 milioni di metri cubi, in aumento del 21,4% rispetto al terzo trimestre dell'anno precedente. Le produzioni commercializzate in Italia sono in diminuzione del 23,7% per effetto del naturale declino delle curve di produzione e delle minori importazioni dalla Croazia; le produzioni estere sono in aumento del 39,6% principalmente per un aumento di produzione in Egitto che ha più che compensato una riduzione nel Regno Unito.

Il totale delle importazioni di gas nel corso del terzo trimestre è sostanzialmente in linea con l'esercizio precedente; gli altri acquisti sono in diminuzione di 500 milioni di metri cubi. La complessiva diminuzione delle fonti si spiega con volumi di vendite in flessione rispetto all'esercizio precedente.

I quantitativi venduti, pari a 4.546 milioni di metri cubi, evidenziano un decremento del 9,2% rispetto al terzo trimestre del 2016; la flessione ha interessato le vendite per usi termoelettrici (-5,5%), le vendite civili (-18,9%, seppur in un periodo di bassa stagionalità) e le altre vendite (-22,2%); sono in aumento le vendite per uso industriale (+14,7%).

In termini progressivi, nei primi nove mesi il bilancio fonti - impieghi di Edison si attesta a 15,2 miliardi di metri cubi (-2,2%) rispetto allo stesso periodo del 2016.

Produzioni olio

Esercizio		9 mesi	9 mesi	Variaz.	3° trim.	3° trim.	Variaz.
2016	migliaia di barili	2017	2016	%	2017	2016	%
2.163	Produzione Italia	1.420	1.677	(15,3%)	472	552	(14,5%)
1.980	Produzione estero ⁽¹⁾	1.658	1.554	6,7%	510	454	12,2%
4.143	Totale produzioni	3.078	3.231	(4,7%)	982	1.006	(2,4%)

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

La produzione di olio grezzo del terzo trimestre evidenzia complessivamente un calo del 2,4%, per effetto di minori produzioni italiane (-80 migliaia di barili), a causa del naturale declino delle concessioni, parzialmente compensato da un aumento delle produzioni estere (56 migliaia di barili) grazie al contributo dei due nuovi pozzi presso la concessione egiziana di Abu Qir, entrati in produzione tra i mesi di aprile e maggio 2017.

In termini progressivi, la riduzione rispetto all'esercizio precedente è pari al 4,7%, con una parziale compensazione tra la produzione italiana, in riduzione, e un incremento della produzione all'estero, tanto in Egitto che in UK.

Dati economici

Esercizio		9 mesi	9 mesi	Variaz.	3° trim.	3° trim.	Variaz.
2016	(milioni di euro)	2017	2016	%	2017	2016	%
6.031	Ricavi di vendita	3.935	4.362	(9,8%)	1.114	1.251	(11,0%)
505	Margine operativo lordo <i>adjusted</i> ⁽¹⁾	480	367	30,8%	133	107	24,3%
323	- di cui attività gas	277	221	25,3%	73	41	78,0%
182	- di cui Exploration & Production	203	146	39,0%	60	66	(9,1%)

(1) Vedi nota pagina 17.

I ricavi di vendita del terzo trimestre si attestano a 1.114 milioni di euro, in calo dell'11% rispetto al terzo trimestre del 2016. Tale calo, oltre che causato dal decremento dei volumi di vendite, è stato determinato dalla diminuzione dei proventi sui contratti derivati realizzati per la gestione del rischio di oscillazione del costo del gas naturale e di quello relativo alla sua vendita, in coerenza con le formule di indicizzazione e dei *risk factor* ivi inclusi; si precisa che analogamente si è verificata una diminuzione sui contratti derivati realizzati nella relativa voce di costo.

Il margine operativo lordo *adjusted* del terzo trimestre è pari a 133 milioni di euro, in aumento di 26 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2016. Tale variazione è ascrivibile soprattutto al maggior margine realizzato dall'attività di compravendita del gas naturale, grazie principalmente a uno scenario prezzi più favorevole. L'*Exploration & Production* che beneficia dell'aumento delle quotazioni petrolifere, risulta in leggera flessione in quanto si confronta con un terzo trimestre 2016 che includeva proventi non ricorrenti per la cessione di alcune *facilities* (22 milioni di euro).

Anche nei primi nove mesi del 2017 si registra una flessione dei ricavi di vendita. Tale calo come già evidenziato nel commento al trimestre, è stato principalmente determinato dalla diminuzione dei proventi sui contratti derivati per la gestione del rischio di oscillazione del costo del gas naturale e di quello relativo alla sua vendita; si precisa ancora che analogamente si è verificata una diminuzione sui contratti derivati realizzati nella relativa voce di costo.

Il margine operativo lordo *adjusted* è in aumento di 113 milioni di euro, tale variazione è ascrivibile:

- per l'attività gas, in miglioramento di 56 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, allo scenario prezzi favorevole;
- per l'*Exploration & Production*, in aumento di 57 milioni di euro, al maggior margine realizzato a seguito della ripresa dello scenario petrolifero oltre che ad un rimborso assicurativo e ad alcune riduzioni di costi fissi nel corso del 2017, che hanno compensato i proventi non ricorrenti del 2016 sopra citati.

Corporate e Altri Settori

Dati economici

Esercizio 2016	in milioni di euro	9 mesi 2017	9 mesi 2016	Variaz. %	3° trim. 2017	3° trim. 2016	Variaz. %
51	Ricavi di vendita	36	37	(2,7%)	12	12	-
(94)	Margine operativo lordo	(65)	(60)	(8,3%)	(13)	(18)	27,8%

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 terzo trimestre 2017 sono sostanzialmente invariati rispetto a quelli dello stesso periodo del 2016, sia nel trimestre che nei primi nove mesi.

Il margine operativo lordo del trimestre è in aumento di 5 milioni di euro, principalmente per poste non ricorrenti; nei nove mesi si registra un peggioramento di 5 milioni di euro, legato in parte a proventi non ricorrenti registrati nel 2016.

Altre voci del conto economico di Gruppo

Esercizio 2016	(milioni di euro)	9 mesi 2017	9 mesi 2016	Variazione %
653	Margine operativo lordo	647	489	32,3%
(166)	Variazione netta di <i>fair value</i> su derivati (<i>commodity</i> e cambi)	(196)	(133)	(47,4%)
(734)	Ammortamenti e svalutazioni	(361)	(360)	(0,3%)
(13)	Altri proventi (oneri) netti	(6)	(6)	-
(260)	Risultato operativo	84	(10)	n.s.
(94)	Proventi (oneri) finanziari netti	(46)	(69)	33,3%
7	Proventi (oneri) da partecipazioni	(44)	7	n.s.
(25)	Imposte sul reddito	(94)	(21)	n.s.
(372)	Risultato netto da <i>Continuing Operations</i>	(100)	(93)	7,5%
(389)	Risultato netto di competenza di Gruppo	(110)	(107)	2,8%

Il risultato netto di competenza di Gruppo è negativo per 110 milioni di euro (negativo per 107 milioni di euro nei primi nove mesi del 2016).

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

- la variazione netta di *fair value* su derivati, negativa per 196 milioni di euro (negativa per 133 milioni di euro nei primi nove mesi del 2016);
- gli ammortamenti per 361 milioni di euro (360 milioni di euro nei primi nove mesi del 2016);
- gli oneri netti da partecipazioni che includono la svalutazione di attività in dismissione per 41 milioni di euro a cui si aggiungono 14 milioni di euro relativi all'avviamento allocato;
- le imposte sul reddito per 94 milioni di euro riflettono in particolare le imposte estere non recuperabili nel consolidato fiscale, la non deducibilità della sopramenzionata svalutazione di attività in dismissione, alcuni accantonamenti a fondi rischi fiscali, nonché l'IRAP.

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)	9 mesi 2017	9 mesi 2016	Variazioni
Variazione di <i>fair value</i> nella gestione del rischio prezzo di prodotti energetici:	(191)	49	(240)
- definibili di copertura ai sensi dello IAS 39 (CFH) (**)	1	29	(28)
- definibili di copertura ai sensi dello IAS 39 (FVH)	(26)	126	(152)
- non definibili di copertura ai sensi dello IAS 39	(166)	(106)	(60)
Variazione di <i>fair value</i> nella gestione del rischio cambio su <i>commodity</i>:	(96)	(75)	(21)
- definibili di copertura ai sensi dello IAS 39 (CFH) (**)	(4)	(11)	7
- definibili di copertura ai sensi dello IAS 39 (FVH)	(69)	(18)	(51)
- non definibili di copertura ai sensi dello IAS 39	(23)	(46)	23
Variazione di <i>fair value</i> contratti fisici (FVH)	91	(107)	198
Totale Gruppo	(196)	(133)	(63)

(**) Si riferisce alla parte inefficace.

Il Gruppo applica ove possibile l'*hedge accounting* (*Cash Flow Hedge* e dal 2016 *Fair Value Hedge*); in particolare si sottolinea che l'applicazione della *Fair Value Hedge* su *commodity* e cambi ha consentito di neutralizzare la volatilità generata da alcuni strumenti precedentemente non definibili di copertura ai sensi dello IAS 39.

A incidere maggiormente sulla **Variazione netta di *fair value* su derivati** sono infatti quei contratti derivati che, pur avendo la finalità di copertura economica del Portafoglio Industriale, non sono definibili di *hedge* ai sensi dello IAS 39.

Tale posta di natura valutativa rappresenta il differenziale tra il *fair value* alla data di bilancio e quello misurato al 31 dicembre dell'esercizio precedente.

In particolare la variazione del periodo è legata in buona parte al realizzarsi dei 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 necessariamente si riversa nei conti economici degli esercizi successivi, con effetto sostanzialmente nullo sull'arco temporale interessato.

Ammortamenti e svalutazioni

(in milioni di euro)	9 mesi 2017	9 mesi 2016	Variazioni
Ammortamenti su:			
- immobilizzazioni materiali	253	251	2
- costi di esplorazione	60	57	3
- concessioni idrocarburi	33	40	(7)
- altre immobilizzazioni immateriali	15	12	3
Totale Gruppo	361	360	1
Ripartizione per attività	9 mesi 2017	9 mesi 2016	Variazioni
Filiera Energia Elettrica	168	155	13
Filiera Idrocarburi	188	200	(12)
Corporate e Altri Settori	5	5	-
Totale Gruppo	361	360	1

Proventi (oneri) finanziari netti

(in milioni di euro)	9 mesi 2017	9 mesi 2016	Variazioni
Oneri finanziari netti sul debito	(10)	(39)	29
Commissioni	(7)	(9)	2
Oneri per attualizzazione fondi <i>decommissioning</i> e rischi	(22)	(22)	-
Altri proventi (oneri) finanziari	5	10	(5)
Utili (perdite) su cambi	(12)	(9)	(3)
Totale proventi (oneri) finanziari netti di Gruppo	(46)	(69)	23

Gli oneri finanziari beneficiano di un minor livello di indebitamento e di un minor costo derivante da un diverso *mix* di risorse finanziarie. Si ricorda che i primi nove mesi del 2016 includevano 20 milioni di euro di *breakage costs* correlati al rimborso anticipato del finanziamento in essere con EDF Investissements Groupe Sa.

Indebitamento finanziario netto e flussi di cassa

L'indebitamento finanziario netto al 30 settembre 2017 è pari a 622 milioni di euro, in diminuzione di 440 milioni di euro rispetto ai 1.062 milioni di euro del 31 dicembre 2016. Di seguito si riporta la sua composizione in forma semplificata.

(in milioni di euro)	30.09.2017	31.12.2016	Variazioni
Obbligazioni - parte non corrente	-	-	-
Finanziamenti bancari non correnti	129	141	(12)
Debiti verso altri finanziatori non correnti	74	74	-
Indebitamento finanziario netto non corrente	203	215	(12)
Obbligazioni - parte corrente	623	615	8
Debiti finanziari correnti	240	460	(220)
Attività finanziarie correnti	(27)	(22)	(5)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	(412)	(206)	(206)
Indebitamento finanziario netto corrente	424	847	(423)
Debiti finanziari di attività in dismissione	-	-	-
Crediti finanziari di attività in dismissione	(5)	-	(5)
Totale indebitamento finanziario netto	622	1.062	(440)

L'**indebitamento finanziario non corrente** include, come al 31 dicembre 2016, l'utilizzo per 70 milioni di euro della linea di credito a medio-lungo termine (nominali 200 milioni di euro complessivi), destinata a specifici progetti di investimento, concessa a dicembre 2015 da EDF Sa a Edison Spa a valere su un'analogha linea di credito concessa da BEI a EDF Sa.

Le **obbligazioni**, pari a 623 milioni di euro, sono riferite al valore, comprensivo delle cedole in corso di maturazione al 30 settembre 2017, del prestito obbligazionario in scadenza il 10 novembre 2017.

Si ricorda che tale emissione obbligazionaria, su cui sono stati stipulati derivati a copertura del rischio di variazione del *fair value* per effetto dell'oscillazione dei tassi d'interesse, è valutata al costo ammortizzato rettificato in applicazione dell'*hedge accounting* per tener conto della variazione del rischio coperto.

La riduzione rispetto al 31 dicembre 2016 dei **debiti finanziari correnti** è dovuta per 150 milioni di euro al rimborso dell'utilizzo sulla linea di credito in essere con EDF Sa (nominale complessivo di 600 milioni di euro), linea che è giunta a scadenza in aprile 2017.

Le **disponibilità liquide e mezzi equivalenti**, costituite da depositi bancari e postali e disponibilità a breve termine, sono ulteriormente incrementate a 412 milioni di euro e includono per 310 milioni di euro (73 milioni di euro al 31 dicembre 2016) disponibilità di conto corrente con EDF Sa.

Si segnala che nel mese di aprile 2017 Edison Spa ha sottoscritto due linee di credito *revolving*, interamente disponibili al 30 settembre 2017, con scadenza a due anni:

- con EDF Sa per un valore nominale di 600 milioni di euro, a sostituzione della sopramenzionata linea giunta a scadenza;
- con un *pool* di banche per un valore nominale di 300 milioni di euro, a sostituzione di un'analogha linea (nominale di 500 milioni di euro) scaduta in novembre 2016.

Tali linee rappresentano la prima fase del piano di rifinanziamento, già annunciato nel Bilancio Consolidato 2016 e approvato dal Consiglio di Amministrazione di Edison nei primi mesi dell'anno; piano che peraltro prevedeva entro la scadenza del Prestito Obbligazionario un possibile ulteriore intervento nella forma di finanziamento a medio lungo termine con società del gruppo EDF. Alla luce della situazione al 30 settembre 2017 sopra esposta e delle previsioni dei fabbisogni finanziari Edison ritiene che per l'anno non sia necessario alcun rifinanziamento; in particolare il rimborso del prestito obbligazionario avverrà tramite utilizzo della liquidità e, in subordine, delle linee di credito già disponibili.

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

Esercizio 2016 (milioni di euro)		9 mesi 2017	9 mesi 2016
(1.147)	A. (INDEBITAMENTO) FINANZIARIO NETTO INIZIALE	(1.062)	(1.147)
653	Margine operativo lordo	647	489
(76)	Eliminazione poste non monetarie incluse nel margine operativo lordo	51	(59)
(55)	Oneri finanziari netti pagati	(16)	(44)
(196)	Imposte sul reddito nette pagate (-)	(59)	(232)
12	Dividendi incassati	14	12
(15)	Altre poste di attività operative	7	(49)
323	B. CASH FLOW OPERATIVO	644	117
649	Variazione del capitale circolante operativo	84	416
(177)	Variazione del capitale circolante non operativo	29	(72)
(555)	Investimenti netti (-)	(310)	(405)
240	C. CASH FLOW DOPO INVESTIMENTI NETTI E VARIAZIONE DEL CAPITALE CIRCOLANTE	447	56
(77)	Dividendi pagati (-)	(29)	(49)
(78)	Altro	22	(66)
85	D. CASH FLOW NETTO DI PERIODO	440	(59)
(1.062)	E. (INDEBITAMENTO) FINANZIARIO NETTO FINALE	(622)	(1.206)

I principali flussi di cassa del periodo derivano dal margine operativo lordo commentato precedentemente, dalla variazione positiva del capitale circolante operativo grazie ai rilevanti incassi dei crediti in Egitto, oltre che dagli investimenti netti che includono investimenti in immobilizzazioni e esplorazione (-288 milioni di euro) e operazioni di riassetto e di focalizzazione su servizi energetici e ai clienti finali (-22 milioni di euro).

In particolare, gli **investimenti in immobilizzazioni e esplorazione** includono:

- investimenti nelle attività di *Exploration & Production* per 152 milioni di euro, che hanno riguardato principalmente l'estero: la concessione egiziana di Abu Qir per il completamento delle attività di costruzione della piattaforma NAQ PIII (41,7 milioni di euro) oltre che per le attività di perforazione del nuovo pozzo NAQ PIII-4 sulla stessa piattaforma (10,8 milioni di euro), e per le attività di perforazione e completamento di un nuovo pozzo della piattaforma NAQ PI (16 milioni di euro); le attività di sviluppo della concessione algerina di Reggane (30 milioni di euro), le attività in Norvegia (24,6 milioni di euro) principalmente nella concessione di Zidane e per la realizzazione della *pipeline* Polarled che collegherà Zidane alla terraferma.
- investimenti in esplorazione per circa 60 milioni di euro, principalmente in Egitto (35 milioni di euro) per le attività esplorative nelle aree East Med e delta *onshore* del Nilo, e in Norvegia (16 milioni di euro) per attività riguardanti nuovi permessi esplorativi, quali la perforazione dei pozzi Goliat Eye e Aurelia (7,5 milioni di euro).

Le operazioni di riassetto del portafoglio (effetto netto negativo di 22 milioni di euro) hanno visto in particolare: nel settore della generazione elettrica la cessione della partecipazione in Gever Spa e l'acquisizione di un ramo d'azienda costituito dalla centrale idroelettrica ad acqua fluente sul fiume Dora Baltea denominato "Montestruzzo", nel settore dei servizi energetici l'acquisizione di Comat Energia Srl e nel settore dei servizi per il mercato finale l'acquisizione di Assistenza Casa Spa.

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)	30.09.2017			31.12.2016		
Iscritto tra:	Crediti	Debiti	Netto	Crediti	Debiti	Netto
- Attività finanziarie / Debiti finanziari (correnti)	20	-	20	15	-	15
- Altre attività / passività (non correnti)	90	(45)	45	201	(74)	127
- Crediti / Debiti diversi (correnti)	202	(184)	18	758	(730)	28
Fair Value iscritto nelle attività e passività (a)	312	(229)	83	974	(804)	170
di cui di (a) riferito a:						
- gestione rischio tassi di interesse	20	-	20	15	-	15
- gestione rischio tassi di cambio	8	(70)	(62)	135	(12)	123
- gestione rischio su <i>commodity</i>	250	(103)	147	496	(355)	141
- portafogli di trading (fisico e finanziario)	10	(9)	1	290	(285)	5
- <i>Fair value</i> su contratti fisici	24	(47)	(23)	38	(152)	(114)

Si ricorda che nel 2016 erano state revocate alcune relazioni di copertura anche al fine di porre in essere prospetticamente nuove relazioni di copertura di *Fair Value Hedge*. Il *fair value* iscritto alla data della revoca è stato mantenuto nella riserva di *Cash Flow Hedge* e viene riflesso nel conto economico coerentemente agli effetti economici prodotti dall'elemento coperto; al 30 settembre 2017 tale *fair value* è negativo per circa 16 milioni di euro (negativo per circa 103 milioni di euro al 31 dicembre 2016).

Nel seguito si riporta la variazione della riserva di *Cash Flow Hedge* correlata all'applicazione dello IAS 39 in tema di 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 Cash Flow Hedge (in milioni di euro)	Riserva lorda	Imposte differite	Riserva netta
Valore iniziale al 31.12.2016	(80)	23	(57)
Variazione del periodo	105	(30)	75
Valore al 30.09.2017	25	(7)	18

EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

Edison alza la stima di EBITDA per il 2017 a circa 750 milioni di euro.

FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO IL 30 SETTEMBRE 2017

Edison firma un accordo vincolante con Gas Natural Fenosa per l'acquisizione di Gas Natural Vendita Italia e del contratto gas di Shah Deniz II

In data 13 ottobre 2017 Edison e Gas Natural Fenosa hanno firmato un accordo vincolante per l'acquisizione da parte di Edison di Gas Natural Vendita Italia (GNVI) e del contratto per l'approvvigionamento di gas da Shah Deniz II.

Edison acquisirà il 100% di GNVI, società di Gas Natural Fenosa attiva nella vendita di gas naturale ed energia elettrica in Italia, con oltre 400.000 clienti, e che opera anche nella manutenzione di caldaie a gas domestiche e nel settore del gas naturale compresso per il trasporto.

Il prezzo di acquisto è pari a 192,8 milioni di euro, corrispondenti a un *Enterprise Value* di 263 milioni di euro, tenuto conto del rimborso del debito e delle *provision*.

L'acquisizione di GNVI è soggetta all'autorizzazione dell'*Antitrust* Europea. Edison avrà pieno controllo e consoliderà integralmente GNVI dalla data del *closing*, che è atteso tra dicembre 2017 e marzo 2018.

Secondo l'accordo e subordinatamente al *closing* dell'acquisizione di GNVI Edison rileverà anche il contratto di fornitura a lungo termine del gas proveniente dal giacimento Shah Deniz da 11 TWh. L'importazione di gas da Shah Deniz II è prevista iniziare alla fine del 2020 a seguito della realizzazione del gasdotto Trans Adriatic Pipeline (TAP). In particolare, il corrispettivo concordato per il totale della fornitura del contratto gas è pari a 30 milioni di euro, dei quali 10 milioni di euro sono un *down payment* (acconto) e 20 milioni di euro sono un *earn-out* che verrà pagato a partire dal 2021 con la prima consegna di gas all'Italia attraverso il gasdotto TAP.

Milano, 26 ottobre 2017
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 30 settembre 2017 corrisponde alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili.

Milano, 26 ottobre 2017

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