

Resoconto intermedio di gestione

AL 30 SETTEMBRE 2019

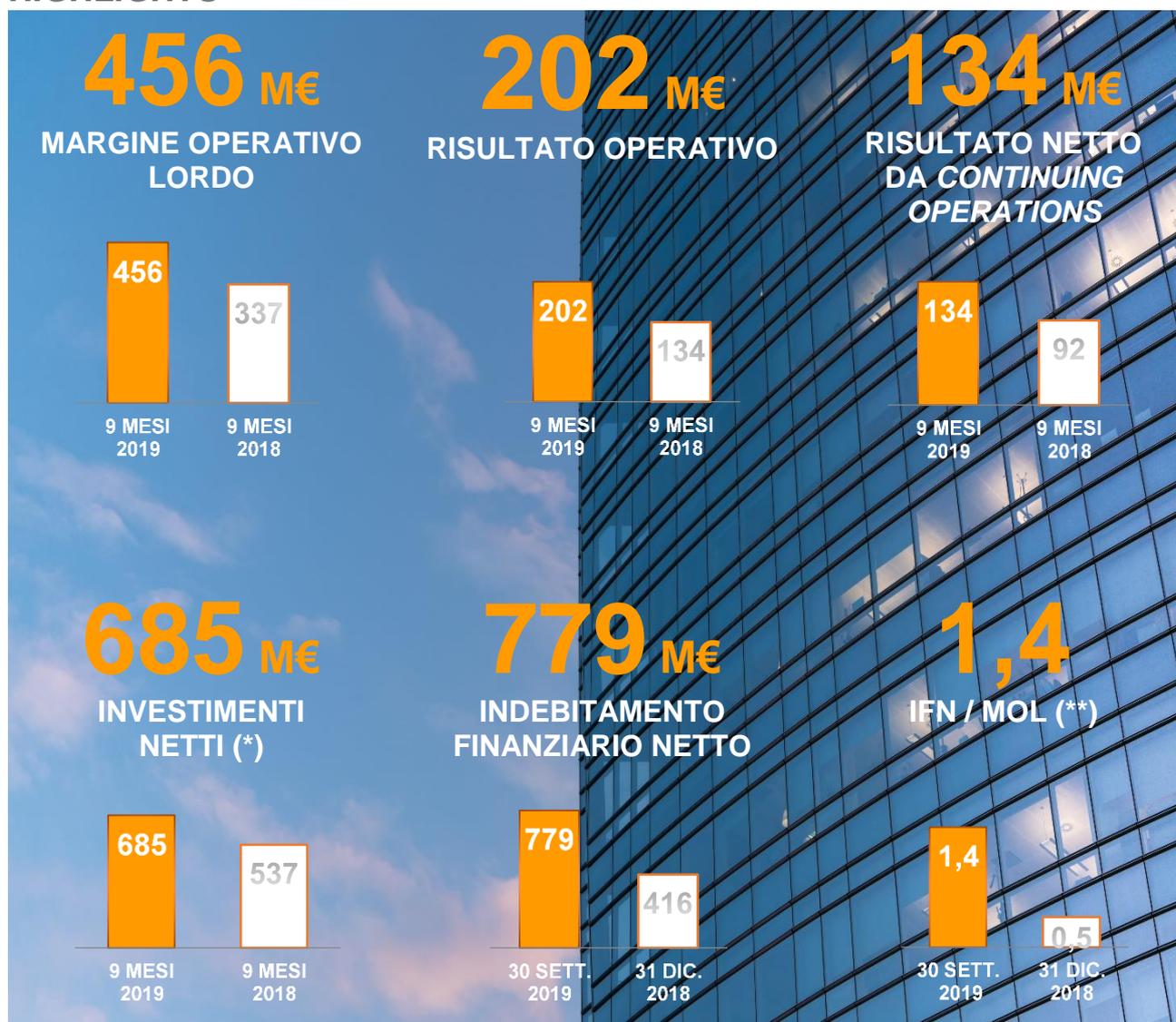


INDICE

RESOCONTO INTERMEDIO DI GESTIONE AL 30 SETTEMBRE 2019

3	Highlights
4	Premesse
6	Eventi di rilievo
6	Contesto esterno
6	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 2019
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
28	<i>Fair value</i> iscritto a stato patrimoniale e Riserva di <i>Cash Flow Hedge</i>
29	Evoluzione prevedibile della gestione
29	Fatti di rilievo avvenuti dopo il 30 settembre 2019
30	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

HIGHLIGHTS



(*) Includono acquisizioni strategiche.

(**) IFN Indebitamento Finanziario Netto MOL Margine Operativo Lordo;
Per il calcolo dell'indicatore al 30 settembre 2019 è stato utilizzato un MOL normalizzato calcolato sugli ultimi 12 mesi.

Highlights 9 mesi 2019 (in milioni di euro)	Filiera Energia Elettrica	Filiera Idrocarburi	Filiera Corporate	Elisioni	Gruppo Edison
Margine operativo lordo	305	225	(74)	-	456
Risultato operativo	106	196	(102)	2	202
Investimenti lordi	124	10	4	-	138

Rating	Standard & Poor's		Moody's	
	30.09.2019	31.12.2018	30.09.2019	31.12.2018
Rating M/L	BBB-	BBB-		
Outlook M/L	Stable	Stable	Positive	Stable
Rating B/T	A-3	A-3		
Rating			Baa3	Baa3

PREMESSE

Criteri di redazione dell'informativa periodica trimestrale

Dal 2017 la Società fornisce 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.

Si ricorda che a partire dal bilancio al 31 dicembre 2018 Edison, prendendo spunto dai numerosi progetti che l'*International Accounting Standards Board* (IASB) sta sviluppando in tema di "**Effective Communication**", ha optato per introdurre una nuova modalità di esposizione che renda la comunicazione di bilancio più rilevante e maggiormente efficace tenendo in considerazione la materialità dell'informazione e le aspettative dei suoi *Stakeholders*. Ciò ha determinato tra l'altro alcune revisioni e integrazioni agli schemi di sintesi recepite anche nei valori comparativi esposti in questo documento.

Applicazione nuovi principi contabili

Nella redazione del presente Resoconto i principi contabili, i criteri di valutazione e i criteri di consolidamento applicati sono conformi a quelli utilizzati per il Bilancio consolidato 2018, cui si rimanda, fatta eccezione per il nuovo principio contabile internazionale **IFRS 16 "Leasing", applicabile dall'1 gennaio 2019**, che ha sostituito lo IAS 17 e modificato l'approccio contabile ai soli *leasing* operativi passivi eliminando la distinzione tra *leasing* operativo e finanziario.

Le regole introdotte dall'IFRS 16 sono state applicate in transizione prospettivamente, a partire dall'1 gennaio 2019, adottando alcune semplificazioni (cd. *practical expedient*) previste, per cui i contratti di durata inferiore ai dodici mesi e alcuni contratti di modesto valore venale sono stati esclusi dalla valutazione. In base al nuovo principio si definisce *lease* un contratto per cui, in cambio di un corrispettivo, il conduttore ha il diritto di controllare l'utilizzo di un'attività specifica per un periodo di tempo determinato. L'applicazione del nuovo principio ai contratti identificati ha determinato:

- a stato patrimoniale: l'iscrizione iniziale (i) di un debito finanziario pari al valore attuale dei canoni minimi futuri obbligatori che il conduttore dovrà pagare a partire dall'1 gennaio 2019, che sarà successivamente ridotto man mano che i canoni di noleggio saranno pagati; (ii) di un'attività, rappresentativa del diritto d'uso, pari alla passività finanziaria incrementata per i canoni pagati anticipatamente già rilevati nello stato patrimoniale 2018. Il diritto d'uso sarà poi ammortizzato sulla minore durata tra vita economico-tecnica del bene e la durata residua del contratto;
- a conto economico: un miglioramento del margine operativo lordo per l'eliminazione del canone di noleggio e l'iscrizione (i) dell'ammortamento del diritto d'uso e (ii) degli oneri finanziari sul debito iscritto.

In fase di transizione è stata applicata l'esenzione dallo stanziamento delle imposte differite prevista dallo IAS 12 "Imposte sul reddito"; tale approccio terrà conto, se del caso, delle successive modifiche di natura regolatoria.

Sulla base dei contratti esistenti, l'applicazione dell'IFRS 16 ha determinato l'iscrizione all'1 gennaio 2019 di un debito finanziario pari a 165 milioni di euro, incluso il contributo delle attività E&P in dismissione. Il margine operativo lordo dei primi 9 mesi del 2019 ha invece registrato un miglioramento di 11 milioni di euro.

Il Consiglio di Amministrazione, tenutosi in data 29 ottobre 2019, ha autorizzato la pubblicazione del Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2019 che non è assoggettato a revisione contabile.

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

Variazione dell'area di consolidamento rispetto al 31 dicembre 2018 – acquisizione e disposal di assets

Le principali variazioni del periodo hanno riguardato:

- la fusione di Edison Energie Spa (ex Gas Natural Vendita Italia Spa (GNVI)) in Edison Energia Spa con validità verso i terzi dall'1 gennaio 2019, che non ha avuto effetti patrimoniali ed economici sul Gruppo;
- la cessione nel mese di gennaio della società Compagnia Energetica Bellunese Spa (CEB), attiva nel settore delle biomasse, in precedenza consolidata integralmente;
- l'acquisizione nel mese di aprile da parte di Fenice Qualità per l'Ambiente Spa del 100% del capitale delle società Azienda Energetica Buschese Srl e Vernante Nuova Energia Srl, attive nel settore del teleriscaldamento;
- il perfezionamento nel mese di luglio dell'acquisizione da parte di Edison del 100% della società EDF EN Italia Spa e delle sue controllate operanti nel settore eolico e fotovoltaico (in seguito EDF EN Italia), prima detenute da EDF Renouvelables Sa (Gruppo EDF), consolidate con il metodo integrale;
- l'acquisizione, a far data dall'1 agosto, del residuo 49% del capitale di Assistenza Casa dal Gruppo HomeServe; Edison nel 2017 aveva acquisito il 51% e in questo modo raggiunge la totalità del capitale rafforzandosi nel segmento *retail*.

Applicazione del principio IFRS 5 alle attività E&P

Si ricorda che in data 4 luglio 2019 Edison ha annunciato la firma di un accordo con Energean Oil & Gas Plc per la vendita del 100% di Edison Exploration & Production Spa e delle sue partecipazioni operanti in Italia e all'estero nel settore esplorazione e produzione di idrocarburi (di seguito *business E&P*). La firma segue il via libera all'operazione da parte del Consiglio di Amministrazione di Edison del 3 luglio 2019.

Il prezzo dell'operazione è stato determinato sulla base di un *Enterprise Value* pari a 750 milioni di dollari ed è previsto un corrispettivo aggiuntivo di 100 milioni di dollari all'avvio della produzione del giacimento di gas di Cassiopea in Italia. Inoltre, Edison avrà diritto a *royalties* associate a ulteriori potenziali sviluppi in Egitto. L'operazione include anche il trasferimento all'acquirente dei futuri obblighi di *decommissioning*.

Il *closing* dell'operazione è previsto entro la fine del 2019 ed è soggetto alle approvazioni necessarie per questo tipo di operazioni, tra cui quella del Ministero dello Sviluppo Economico.

Nel presente Resoconto intermedio di gestione il *business E&P*, rappresentato da alcune *Cash Generating Unit*, tenuto conto della significatività e della sua specificità, è stato conseguentemente trattato come *Discontinued Operations* in accordo con il principio IFRS 5; pertanto:

- nel conto economico dei primi 9 mesi del 2019 e, ai fini comparativi dei primi 9 mesi del 2018, le voci di ricavi e proventi e di costi e oneri a decorrere dall'1 gennaio, nonché l'adeguamento del valore di bilancio al *fair value* meno i costi di vendita, delle attività che costituiscono le *Discontinued Operations* sono stati riclassificati nella voce **Risultato netto da Discontinued Operations** (-511 milioni di euro nei primi 9 mesi del 2019, +6 milioni di euro nei primi 9 mesi del 2018); in particolare, la determinazione dell'adeguamento del valore di iscrizione del *business E&P* riflette, oltre al prezzo di cessione previsto, una valutazione di alcune *indemnities*, previste contrattualmente, nonché l'allocazione, ai sensi del principio IAS 36 par. 86, di una parte dell'avviamento indistinto della Filiera Idrocarburi;
- nello stato patrimoniale le attività e le passività riferibili al *business E&P* sono state riclassificate tra le **Attività e Passività in dismissione**; i saldi patrimoniali al 31 dicembre 2018 non sono invece stati riesposti.

Si segnala inoltre che i rapporti in essere tra *Continuing* e *Discontinued Operations* sono stati trattati come rapporti tra parti indipendenti e che le poste economiche e patrimoniali riferite alle *Discontinued Operations* includono anche l'effetto delle elisioni di consolidato di tali rapporti.

Nel presente documento quindi tutti i dati economici e di flusso riferiti ai primi 9 mesi del 2018 sono stati riesposti per consentire un confronto omogeneo con quelli dei primi 9 mesi del 2019; i dati patrimoniali al 31 dicembre 2018 sono invece quelli pubblicati nel Bilancio consolidato 2018.

Acquisizione di EDF EN Italia

In data 17 luglio 2019 Edison ha perfezionato l'acquisizione da EDF Renewelables di EDF EN Italia a cui fanno attualmente capo 216 MW di capacità eolica e 77 MW di potenza fotovoltaica. Grazie a questa operazione, Edison diventa il secondo operatore eolico in Italia e pone le basi per uno sviluppo significativo nel fotovoltaico in collaborazione con EDF Renewelables.

L'acquisizione è stata effettuata ad un prezzo di 172 milioni di euro più un *adjustment* addizionale di 10,5 milioni di euro a seguito della cessione della partecipazione in Greentech Monte Grighine, avvenuta nel mese di luglio 2019, per la quale era stato esercitato il diritto di co-vendita. Oltre al prezzo pagato l'operazione ha comportato un ulteriore impatto netto sulla posizione finanziaria per 338 milioni di euro.

EDF EN Italia contribuisce al conto economico del gruppo Edison a partire dall'1 luglio 2019, con un impatto positivo di circa 13 milioni di euro sul Margine operativo lordo.

EVENTI DI RILIEVO

Moody's alza l'*outlook* di Edison a positivo da stabile e conferma il *rating* Baa3

Il 19 settembre 2019 Moody's ha alzato l'*outlook* di Edison a positivo da stabile e confermato il *rating* Baa3.

Il miglioramento dell'*outlook* a positivo riflette l'aspettativa di Moody's di un rafforzamento del profilo di *business* di Edison alla luce della cessione delle attività di E&P, il cui perfezionamento è atteso a fine 2019, e dell'acquisizione degli impianti rinnovabili di EDF EN Italia.

CONTESTO ESTERNO

Quadro economico di riferimento

Nel corso dei primi nove mesi del 2019 è proseguito il rallentamento dell'economia globale, come evidenziato dall'andamento del PIL dei principali paesi industrializzati e degli emergenti. Rispetto al passato, la decelerazione ha coinvolto il settore industriale, e della manifattura in particolare: per la prima volta dal 2009, infatti, gli scambi globali hanno registrato un calo.

La crescita continua ad essere pesantemente penalizzata dall'incertezza legata alle tensioni commerciali tra Stati Uniti e Cina, che hanno visto un inasprimento dei dazi che i due paesi reciprocamente hanno imposto alle relative importazioni per poi parzialmente ridurli o posticiparli in attesa dei prossimi incontri bilaterali.

Le principali banche centrali hanno continuato ad adottare strumenti di politica monetaria a sostegno dell'economia: la BCE ha annunciato un pacchetto di misure atte ad avversare la perdurante debolezza dell'economia europea, mentre la FED ha messo in atto riduzione dei tassi di interesse per contrastare la decelerazione del tasso di crescita del Paese.

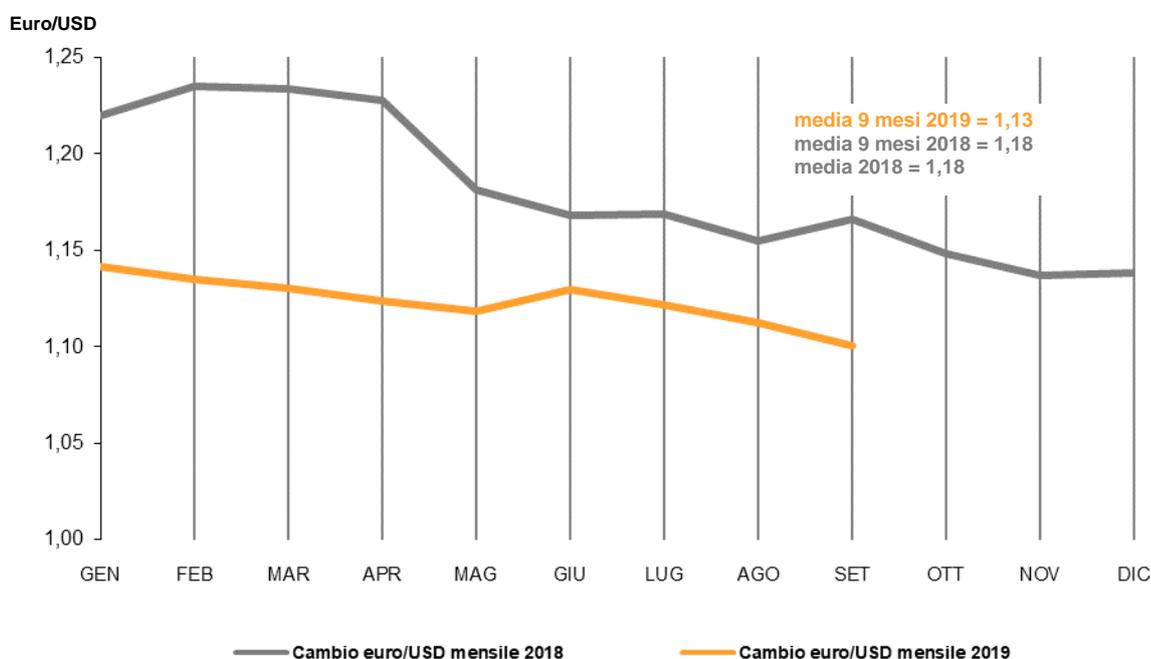
In riferimento agli Stati Uniti, la decelerazione del PIL reale ha rispecchiato la stagnazione degli investimenti non residenziali e la flessione di quelli residenziali, oltre che delle esportazioni. L'indice americano relativo alla produzione manifatturiera, risentendo della paura di una recessione da parte delle aziende americane per l'elevata instabilità congiunturale, nel mese di settembre ha riportato la peggiore contrazione degli ultimi dieci anni. Queste flessioni sono state parzialmente compensate dalle accelerazioni della spesa per consumi privati e della spesa del governo federale.

La Cina ha già ampliato la sua politica di bilancio con agevolazioni a famiglie e imprese, ha eliminato parte dei vincoli sugli investimenti esteri, favorendo il deprezzamento del tasso di cambio. La svalutazione dello yuan ha portato ad un indebolimento delle valute degli altri principali mercati emergenti, contribuendo al rallentamento del commercio mondiale.

Anche sul fronte europeo persistono elementi di instabilità, quali il rischio di una *Hard Brexit* ed il processo di trasformazione in atto dell'industria automobilistica tedesca.

Per quanto riguarda l'economia italiana, che condivide la fase di rallentamento con gli altri principali Paesi europei, la strategia annunciata dal nuovo governo di una politica coordinata con i *partner* europei congiuntamente alla riduzione dei tassi internazionali, ha contribuito al ridimensionamento dell'onere per il debito pubblico.

Nel corso dei primi nove mesi del 2019 l'euro si è deprezzato del 6,0% nei confronti del dollaro rispetto al medesimo periodo del 2018, con la media del tasso di cambio euro/dollaro che si è attestata a 1,12, in un contesto di rallentamento dell'economia mondiale. Considerando le variazioni mensili, il tasso di cambio ha mostrato un andamento decrescente da inizio anno con l'eccezione del mese di giugno, in cui le aspettative di un taglio dei tassi di interesse da parte della FED hanno determinato un indebolimento della valuta statunitense. L'apprezzamento del dollaro è stato supportato dalla maggiore resilienza dell'economia statunitense alle tensioni geopolitiche globali e dai deboli dati macroeconomici della zona euro. Di conseguenza, la BCE nella sua ultima riunione in settembre ha annunciato un nuovo piano di misure di stimolo, tra cui il taglio del tasso di deposito e la ripresa del *quantitative easing* a partire da novembre 2019, per un periodo non definito: l'istituto di Francoforte ha dichiarato che i tassi rimarranno al valore attuale o inferiore sulla base dell'evoluzione dell'inflazione, per favorire l'avvicinamento all'obiettivo del 2%.



Per quanto riguarda i mercati petroliferi, la quotazione media del prezzo del greggio nei primi nove mesi del 2019 si è attestata a 64,7 USD/bbl, in contrazione dell'11,0% rispetto alla media registrata nello stesso periodo del 2018. Nei primi quattro mesi dell'anno la quotazione del Brent ha mostrato un *trend* ascendente, sostenuto dal rinnovato impegno dell'OPEC e dei paesi alleati nella riduzione della produzione, per poi calare attestandosi a 62,0 USD/bbl nel terzo trimestre, in diminuzione del 18,4% rispetto allo stesso periodo dello scorso anno e del 9,2% rispetto al secondo trimestre 2019.

La quotazione del greggio in euro si è attestata a un livello medio di 57,6 €/bbl, in calo del 5,4% rispetto ai primi nove mesi del 2018.

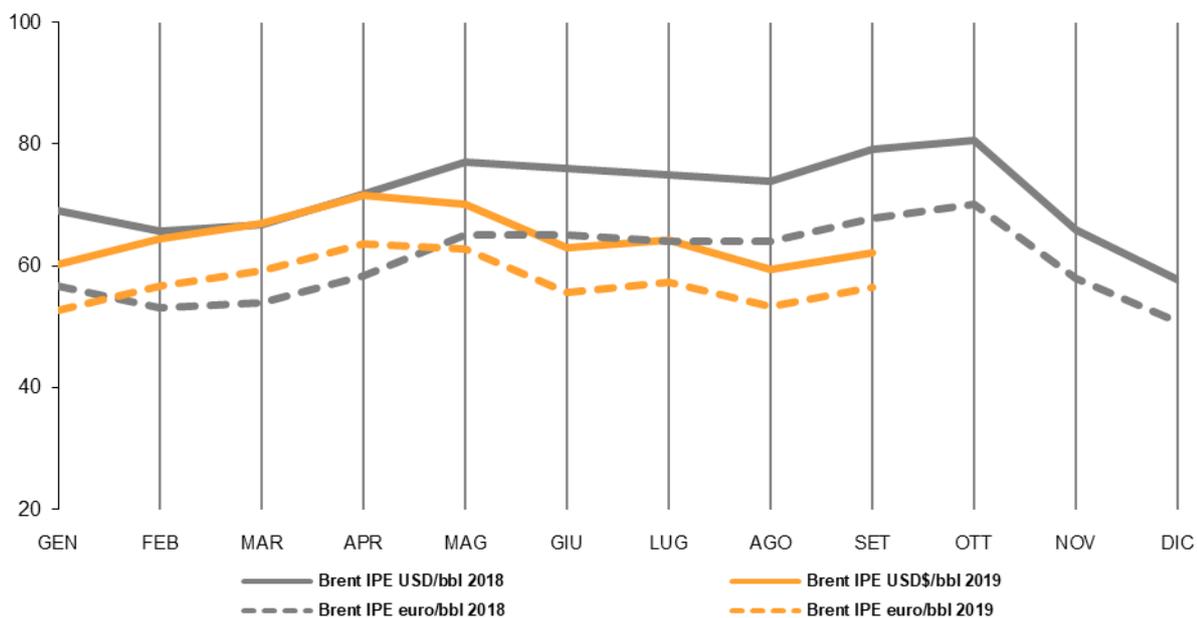
I fattori principali che hanno messo pressione alle quotazioni nel corso dell'anno sono stati le sopracitate tensioni commerciali, l'abbondanza di scorte e la robusta produzione sul mercato americano, in un contesto di segnali di rallentamento della crescita economica mondiale e, di conseguenza, della domanda di prodotti petroliferi. Queste dinamiche hanno ulteriormente rafforzato l'elevata volatilità che caratterizza il prezzo del greggio. A settembre si è osservato un incremento delle quotazioni, supportato dagli attacchi ad alcune infrastrutture saudite, che hanno reso indisponibile gran parte della capacità di produzione.

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

Esercizio 2018		9 mesi 2019	9 mesi 2018	Variaz. %	3° Trim. 2019	3° Trim. 2018	Variaz. %
71,5	Prezzo petrolio USD/bbl ⁽¹⁾	64,7	72,7	(11,0%)	62,0	76,0	(18,4%)
1,18	Cambio USD/euro	1,1	1,2	(5,9%)	1,1	1,2	(4,3%)
60,6	Prezzo petrolio euro/bbl	57,6	60,9	(5,4%)	55,7	65,3	(14,7%)

(1) IPE Brent

USD/bbl



Andamento del mercato energetico italiano

Bilancio di Energia Elettrica in Italia e scenario di riferimento

Esercizio 2018	TWh	9 mesi 2019	9 mesi 2018	Variaz. %	3° Trim. 2019	3° Trim. 2018	Variaz. %
279,8	Produzione netta:	215,7	210,2	2,6%	76,5	73,6	3,9%
184,3	- Termoelettrica	141,5	135,2	4,7%	50,3	48,9	2,8%
49,9	- Idroelettrica	34,8	38,9	(10,5%)	13,5	12,5	8,1%
22,3	- Fotovoltaica	20,7	19,0	8,8%	8,1	7,8	3,8%
17,6	- Eolica	14,4	12,7	12,6%	3,1	2,9	6,8%
5,8	- Geotermoelettrica	4,3	4,3	(0,5%)	1,4	1,4	1,0%
43,9	Saldo netto import/export	27,9	33,9	(17,7%)	8,5	10,1	(15,6%)
(2,3)	Consumo pompaggi	(1,7)	(1,8)	5,1%	(0,4)	(0,4)	16,0%
321,4	Totale domanda	241,9	242,3	(0,2%)	84,6	83,3	1,5%

Fonte: elaborazione su dati Terna consuntivi 2018 e preconsuntivi 2019, al lordo delle perdite di rete.

La domanda lorda di energia elettrica in Italia del terzo trimestre 2019 è stata pari a 84,6 TWh, in aumento di 1,3 TWh (+1,5%) rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente. L'incremento è dovuto principalmente alle temperature più alte rispetto alla media registratesi nei mesi di agosto e settembre.

La produzione nazionale netta risulta complessivamente in aumento (+2,9 TWh) rispetto al terzo trimestre del 2018 coprendo, al netto dei pompaggi, circa il 90% della domanda, valore superiore di 2 punti percentuali rispetto al corrispondente trimestre del 2018, mentre le importazioni nette hanno soddisfatto il restante 10%.

A livello di generazione, il comparto termoelettrico presenta un incremento di circa 1,4 TWh (+2,8%) in parte a compensazione delle importazioni dall'estero che si contraggono di 1,6 TWh rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente.

Per quanto concerne invece il contributo della produzione rinnovabile si osserva un andamento positivo per tutte le fonti, con la produzione idroelettrica in aumento di 1,0 TWh rispetto allo stesso trimestre del 2018 (+8,1%), mentre fotovoltaico e eolico incrementano rispettivamente di circa 0,3 TWh (+3,8%) e 0,2 TWh (+6,8%).

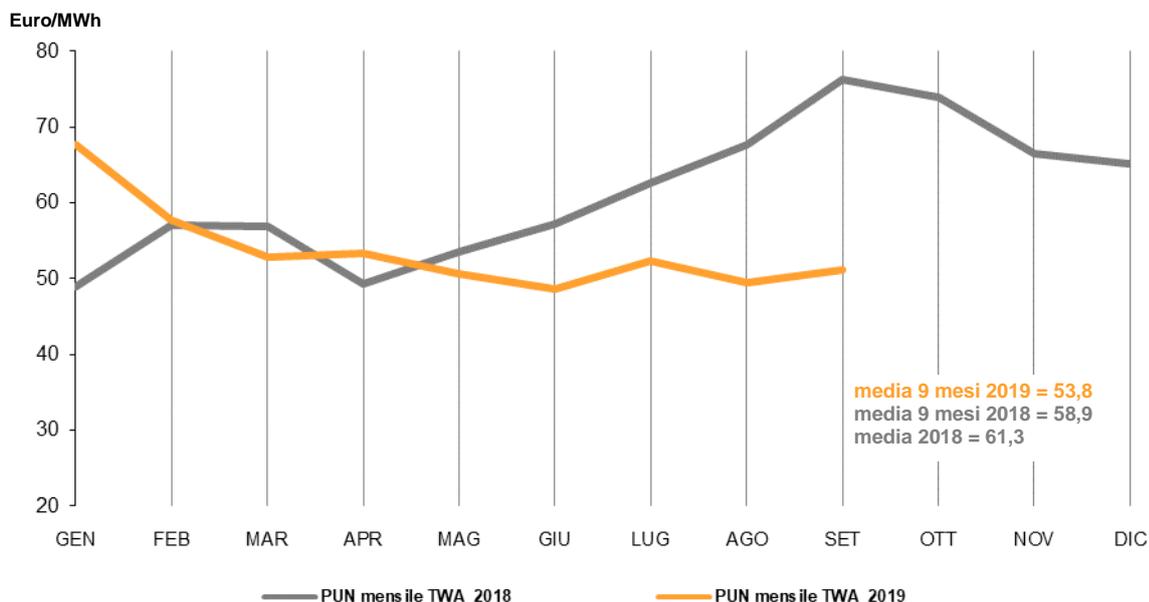
Complessivamente, la domanda lorda di energia elettrica nei primi nove mesi del 2019 si è attestata a 241,9 TWh, in riduzione di 0,4 TWh (-0,2%) rispetto al corrispondente periodo dell'anno precedente.

Con riferimento allo scenario prezzi al 30 settembre 2019, la quotazione media del 2019 del PUN TWA (Prezzo Unico Nazionale *Time Weighted Average*), si è attestata su un livello di 53,8 euro/MWh, in diminuzione di quasi il 9% rispetto al dato relativo allo stesso periodo dell'anno precedente (58,9 euro/MWh). La media del terzo trimestre 2019 si è attestata a 51,0 euro/MWh, risultando sostanzialmente stabile rispetto al trimestre precedente e in calo del 25,9% rispetto al medesimo periodo del 2018.

Tale riduzione è stata principalmente guidata dalla contrazione dei prezzi del gas; inoltre, rispetto allo scorso anno, i mesi estivi sono stati caratterizzati da condizioni climatiche meno estreme e da minori criticità sul mercato europeo, determinando una contenuta variazione delle quotazioni nell'ultimo trimestre.

Analizzando l'evoluzione mensile del PUN, gli scostamenti più significativi si sono riscontrati nei mesi di gennaio e settembre (rispettivamente +38,1% e -32,9% rispetto allo stesso mese dell'anno precedente): in gennaio si è osservata una significativa riduzione delle importazioni dai paesi limitrofi a causa di limitazioni alla capacità di interconnessione alla frontiera settentrionale. Da maggio il calo dei prezzi su base annua si è progressivamente accentuato, in linea con la discesa delle quotazioni del gas e in un quadro di domanda pressoché invariata rispetto allo scorso anno.

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



Nei primi nove mesi del 2019 anche i prezzi zionali hanno registrato movimenti al ribasso, con una diminuzione nell'ordine del 9% in tutte le zone, mentre la Sicilia ha segnato un decremento più contenuto pari al 4,6%. I gruppi di ore F1, F2 e F3 hanno mostrato un calo su tutte le fasce, in linea con quanto fatto registrare dal PUN (-8,9%, -8,2% e -9,0% rispetto ai primi nove mesi del 2018).

Il trend ribassista si è riscontrato anche nei prezzi dei paesi esteri: in particolare, nei primi nove mesi del 2019, si evidenzia in Francia un calo del 14,8% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, con i prezzi che si sono attestati a quota 39,2 euro/MWh, mentre in Germania si è osservata una riduzione dell'8,9%, con le quotazioni che hanno registrato una media di 38,0 euro/MWh.

Bilancio di Gas Naturale in Italia e scenario di riferimento

Esercizio 2018		9 mesi 2019	9 mesi 2018	Variaz. %	3° Trim. 2019	3° Trim. 2018	Variaz. %
	Mld/mc						
28,8	Servizi e usi civili	19,5	19,6	(0,3%)	2,0	1,9	5,5%
17,8	Usi industriali	13,2	13,3	(0,7%)	3,9	4,0	(1,2%)
23,4	Usi termoelettrici	19,6	17,0	15,2%	7,2	6,4	12,5%
2,1	Consumi e perdite di sistema	1,6	1,5	7,2%	0,6	0,6	6,8%
72,1	Totale domanda	53,9	51,4	4,9%	13,7	12,9	6,9%

Fonte: Preconsuntivi 2018 e preliminari 2019 Snam Rete Gas, Ministero Sviluppo Economico e stime Edison.

Nel corso del terzo trimestre del 2019 i consumi di gas naturale in Italia hanno registrato un andamento in crescita rispetto ai valori dell'anno precedente, chiudendo a circa 13,7 miliardi di mc e aumentando di circa 0,8 miliardi di mc.

Tale dinamica è da attribuirsi prevalentemente all'incremento degli usi termoelettrici che aumentano di circa 0,8 miliardi di mc (+12,5%), al contrario del settore industriale che segna una lieve flessione di circa 0,1 miliardi di mc (-1,2%). Il consumo di gas del comparto civile risulta pressoché in linea rispetto al corrispondente trimestre del 2018.

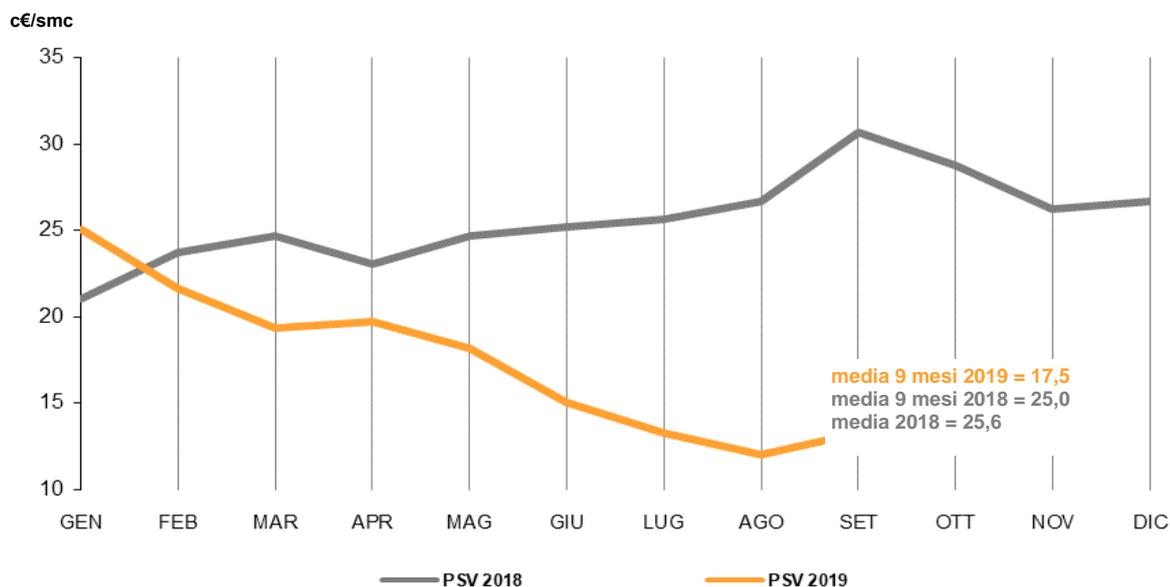
In termini di fonti di approvvigionamento di gas naturale, nel terzo trimestre del 2019 le fonti hanno registrato i seguenti andamenti:

- una produzione nazionale in calo (-12% vs 2018);
- importazioni di gas in crescita (+6% vs 2018), grazie al significativo aumento dei volumi spot GNL, a conferma di un fenomeno in crescita negli ultimi anni: nel terzo trimestre il GNL ha coperto il 21% delle importazioni totali rispetto al 12% del terzo trimestre del 2018;
- volumi iniettati a stoccaggio in linea con l'esercizio precedente.

Con riferimento ai primi nove mesi dell'anno, la domanda di gas naturale si è attestata a 53,9 miliardi di mc, con un significativo aumento rispetto al 2018 corrispondente a 2,5 miliardi di mc (+4,9%), dovuto principalmente al contributo del comparto termoelettrico (+15,2%), legato sostanzialmente a fattori congiunturali, quali ad esempio la minore idraulicità registrata nei primi mesi dell'anno.

Il prezzo del gas *spot* in Italia nel corso dei primi nove mesi 2019 ha segnato una diminuzione del 30,1% rispetto allo stesso periodo 2018, attestandosi a quota 17,5 c€/smc. Le quotazioni hanno mostrato un *trend* discendente nel corso dell'anno, registrando un valore medio di 12,9 c€/smc nel terzo trimestre, in calo del 53,5% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente.

Lo *spread* PSV-TTF, estremamente volatile sul periodo, ha registrato sui nove mesi una media di 2,8 c€/smc, in significativo aumento (+1,3 c€/smc) rispetto ai primi nove mesi del 2018. Durante il terzo trimestre il differenziale di prezzo si è attestato a quota 2,0 c€/smc, in diminuzione di 1,8 c€/smc rispetto al precedente trimestre.



Quadro normativo e regolamentare di riferimento

Nel seguito si evidenziano i tratti salienti delle principali tematiche oggetto dell'evoluzione normativa e regolatoria relativa al terzo trimestre 2019 per i diversi ambiti del *business* aziendale.

Energia Elettrica

Ambiente

PNIEC Italia: è stata pubblicata in GU dell'UE del 3 settembre 2019 n. C 297, la "Raccomandazione sulla proposta di Piano nazionale integrato per l'energia e il clima dell'Italia 2021-2030" del 18 giugno 2019 anche per l'Italia, la quale avrà tempo fino al 31 dicembre 2019 per approvare il PNIEC definitivo. La Commissione europea raccomanda l'adozione di politiche e misure dettagliate ai fini del raggiungimento dell'obiettivo del 30% di FER entro il 2030, una maggiore attenzione al settore del riscaldamento, una migliore chiarezza del piano normativo legato all'autoconsumo di energia e fonti rinnovabili, un aggiornamento dei regimi di sostegno all'efficienza energetica attualmente vigenti, un rafforzamento delle misure di efficienza energetica nell'ambito dell'edilizia e la stesura di un elenco delle azioni intraprese e dei piani previsti al fine dell'eliminazione graduale delle sovvenzioni all'energia.

DM FER1: il DM Sviluppo Economico 4 luglio 2019, c.d. DM FER1, è stato pubblicato nella GU del 9 agosto 2019 n. 186 ed è entrato in vigore il 10 agosto 2019. Il provvedimento prevede l'aggiornamento della disciplina degli incentivi alle Rinnovabili elettriche per gli anni 2019-2021 con riferimento alle seguenti tipologie di impianti: eolico *on-shore*, solare fotovoltaico, idroelettrico, e gas residuati dei processi di depurazione.

Il DM FER1 dovrebbe consentire la realizzazione di impianti per una potenza complessiva di circa 8 GW, con un incremento della produzione da fonti rinnovabili stimata in circa 12 miliardi di kWh e attivare investimenti pari a circa 10 miliardi di euro, contribuendo al raggiungimento dei target europei al 2030 definiti nel PNIEC.

A valle dell'emanazione del decreto, il GSE ha pubblicato il "Regolamento Operativo per l'iscrizione ai Registri e alle Aste del DM 4 luglio 2019"; ai registri potranno iscriversi gli impianti o aggregati di impianti con potenza inferiore a 1 MW, mentre alle aste potranno partecipare quelli con potenza uguale o superiore ad 1 MW, anche in forma aggregata. Entro il 28 gennaio 2020 il GSE renderà note le graduatorie delle aste e dei registri.

Mercato all'ingrosso

Meccanismo di capacità (*Capacity Market*): Il 3 settembre 2019 l'Autorità ha pubblicato i parametri economici delle procedure concorsuali del mercato della capacità per gli anni di consegna 2022 e 2023 (delibera 363/2019/R/EEL). A valle di questa pubblicazione Terna ha, a sua volta, pubblicato il calendario delle aste (che si terranno il 6 e 28 novembre 2019) e la versione definitiva delle disposizioni tecniche di funzionamento che comprendono anche le curve di domanda per gli anni di consegna considerati. L'Autorità ha definito il valore massimo del premio riconoscibile alla capacità esistente a 33.000 €/MW/anno incrementandolo rispetto al valore indicato nel DCO 592/2017, i.e. 20.000 €/MW/anno mentre il premio riconoscibile alla capacità nuova è fissato a 75.000 €/MW/anno. È stato confermato che la tecnologia di punta, il cui costo variabile è utilizzato come riferimento per il calcolo del prezzo di esercizio, è il turbogas a ciclo aperto alimentato a gas naturale. Edison parteciperà alle due sessioni d'asta previste per novembre.

Revisione della disciplina del dispacciamento (TIDE): La discussione sulla revisione organica del mercato per il servizio di dispacciamento dell'energia (MSD) è stata sviluppata da ARERA a partire dal 2015 ed è in corso di finalizzazione con un documento di consultazione (DCO 322/2019/R/EEL) contenente gli orientamenti complessivi relativi al Testo integrato del dispacciamento elettrico (TIDE). L'azione dell'Autorità è rivolta prioritariamente al coordinamento tra MI (il Mercato Intra-giornaliero) e MSD, in vista dell'implementazione del mercato intra-giornaliero a negoziazione continua, alla revisione della regolazione dei prezzi con l'introduzione dei prezzi negativi su MGP (Mercato del Giorno Prima) e MI e una parziale revisione della disciplina degli sbilanciamenti, all'apertura di MSD a nuovi operatori e a nuove forme di aggregazione e alla revisione dei servizi ancillari. Edison sta analizzando le proposte di dettaglio contenute nel documento.

Idrocarburi

Ambiente

Titoli di efficienza energetica (TEE): con la determina 04/2019 del 10 luglio 2019, l'Autorità ha stabilito il valore del contributo tariffario per l'anno 2018, pari a 248,89 euro/TEE, da riconoscere alle imprese di distribuzione che assolvono gli obblighi legati all'acquisto di Titoli di Efficienza Energetica. L'impatto che tale determina ha sulle imprese di distribuzione è negativo in quanto il valore fissato dall'Autorità si pone al di sotto dei prezzi mediamente sostenuti per l'acquisto dei Titoli di Efficienza Energetica nel periodo di riferimento.

Nel mese di agosto, Infrastrutture Distribuzione Gas ha presentato, in continuità con il ricorso presentato in opposizione alla delibera 487/208/R/efr e al DM 10 maggio 2018, un ricorso straordinario al Presidente della Repubblica contro la delibera 209/2019/R/efr del 28 maggio 2019, con la quale l'Autorità aveva marginalmente modificato le regole di determinazione del contributo tariffario e le regole per l'emissione da parte del GSE di titoli non derivanti da interventi di efficientamento energetico definite nell'ottobre 2018 con la delibera 487/2018/R/efr. Per entrambi i ricorsi non sono ancora state fissate le date delle udienze.

Infrastrutture

Stoccaggio – Tariffe 2019: con la delibera 297/19/R/gas del 9 luglio 2019 l'Autorità ha approvato in via definitiva i ricavi di riferimento per l'anno 2019 proposti da Edison Stoccaggio Spa ed ha inoltre approvato, ai sensi della delibera 66/2016/R/gas, il conguaglio dei costi riconosciuti negli anni precedenti alla società Edison Stoccaggio per un ammontare di circa 14 milioni di euro, determinato sulla base del coefficiente di riproporzionamento presentato dalla Società; l'Autorità ha infine previsto che Edison Stoccaggio, qualora autorizzata all'esercizio in sovra-pressione del giacimento di San Potito e Cotignola entro il 31 dicembre 2019, possa presentare specifica istanza di revisione del coefficiente di riproporzionamento ai fini dell'eventuale revisione del suddetto conguaglio.

GNL Sardegna - Valutazione dei piani decennali di sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale: con la delibera 335/2019/R/gas del 30 luglio 2019 l'Autorità è intervenuta sui piani decennali di sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale relativi agli anni 2017 e 2018 e ha disposto la proroga dei termini per la presentazione dei Piani relativi all'anno 2019. In particolare, ha rimandato la propria valutazione del progetto "Dorsale Sardegna", proposto nei piani di SNAM e SGI, a valle della ripresentazione dell'Analisi Costi-Benefici secondo i nuovi criteri adottati lo scorso anno, e ha disposto congiuntamente l'avvio di uno studio indipendente, che verrà effettuato dalla Direzione Infrastrutture di ARERA con il supporto di REF-e, finalizzato ad una valutazione delle opzioni disponibili in relazione all'adeguamento infrastrutturale del sistema energetico della Regione. L'Autorità ha inoltre richiesto a SNAM di chiarire nell'ambito dei Piani 2019 e 2020 se il progetto GALSI sia da escludere definitivamente dagli investimenti previsti nell'orizzonte di Piano, o se vada incluso, insieme con lo sviluppo delle necessarie interconnessioni e delle opere funzionali alla sua operatività, in modo da poter procedere ad una sua valutazione. Per Edison, tali temi sono rilevanti sia in relazione al progetto GALSI, sia in relazione a progetti legati ai sistemi portuali e ai depositi costieri di GNL.

PROSPETTI DI SINTESI

CONTO ECONOMICO CONSOLIDATO

(in milioni di euro)	9 mesi 2019	9 mesi 2018 (*)
Ricavi di vendita	6.092	6.205
Altri ricavi e proventi	74	63
Totale ricavi	6.166	6.268
Costi per <i>commodity</i> e logistica (-)	(5.024)	(5.273)
Altri costi e prestazioni esterne (-)	(394)	(379)
Costi del personale (-)	(222)	(209)
(Svalutazioni) ripristini di valore su crediti	(11)	(8)
Altri oneri (-)	(59)	(62)
Margine operativo lordo	456	337
Variazione netta di <i>fair value</i> su derivati (<i>commodity</i> e cambi)	(3)	6
Ammortamenti (-)	(235)	(192)
(Svalutazioni) ripristini di valore su immobilizzazioni	-	(2)
Altri proventi (oneri) Attività non <i>Energy</i>	(16)	(15)
Risultato operativo	202	134
Proventi (oneri) finanziari netti sul debito	(8)	(4)
Altri proventi (oneri) finanziari netti	(2)	9
Proventi (oneri) su cessione crediti pro-soluto	(13)	(7)
Proventi (oneri) da partecipazioni	3	5
Risultato prima delle imposte	182	137
Imposte sul reddito	(48)	(45)
Risultato netto da <i>Continuing Operations</i>	134	92
Risultato netto da <i>Discontinued Operations</i>	(511)	6
Risultato netto	(377)	98
di cui:		
Risultato netto di competenza di terzi	9	11
Risultato netto di competenza di Gruppo	(386)	87

(*) I valori dei 9 mesi 2018 sono stati riesposti ai sensi del principio IFRS 5.

Il nuovo principio IFRS 16 "*Leasing*" è stato applicato dall'1 gennaio 2019 prospettivamente senza *restatement* dei dati comparativi.

STATO PATRIMONIALE CONSOLIDATO

(in milioni di euro)	30.09.2019	31.12.2018 (*)
ATTIVITA'		
Immobili, impianti e macchinari	3.236	3.647
Immobilizzazioni immateriali	308	617
Avviamento	2.242	2.403
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	84	71
Altre attività finanziarie immobilizzate	69	69
Attività per imposte anticipate	170	461
Crediti per imposte non correnti	35	34
Altre attività non correnti	216	121
<i>Fair Value</i>	111	170
Attività per <i>leasing</i> finanziari	2	3
Totale attività non correnti	6.473	7.596
Rimanenze	150	223
Crediti commerciali	994	1.654
Crediti per imposte correnti	34	43
Altre attività correnti	323	387
<i>Fair Value</i>	430	530
Attività finanziarie correnti	335	3
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	294	149
Totale attività correnti	2.560	2.989
Attività in dismissione	1.341	-
Totale attività	10.374	10.585
PASSIVITA'		
Capitale sociale	5.377	5.377
Riserve e utili (perdite) portati a nuovo	434	389
Riserva di altre componenti del risultato complessivo	50	66
Risultato netto di competenza di Gruppo	(386)	54
Totale patrimonio netto attribuibile ai soci della controllante	5.475	5.886
Patrimonio netto attribuibile ai soci di minoranza	202	255
Totale patrimonio netto	5.677	6.141
Fondi per benefici ai dipendenti	36	40
Fondi di smantellamento e ripristino siti	142	716
Fondi per rischi e oneri diversi	309	211
Fondi per passività su imposte sul reddito	-	29
Fondi rischi su vertenze Attività non <i>Energy</i>	257	250
Passività per imposte differite	102	120
Altre passività non correnti	9	1
<i>Fair Value</i>	103	168
Debiti finanziari non correnti	670	353
Totale passività non correnti	1.628	1.888
Debiti commerciali	1.120	1.580
Debiti per imposte correnti	64	65
Altre passività correnti	181	222
<i>Fair Value</i>	410	471
Debiti finanziari correnti	524	218
Totale passività correnti	2.299	2.556
Passività in dismissione	770	-
Totale passività e patrimonio netto	10.374	10.585

(*) In sede di applicazione del principio IFRS 5 i saldi patrimoniali al 31 dicembre 2018 non sono stati riesposti.

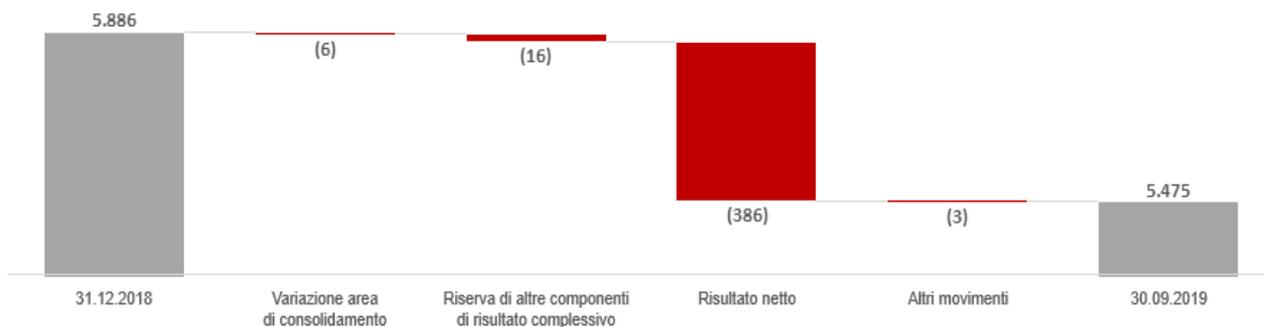
Il nuovo principio IFRS 16 "Leasing" è stato applicato dall'1 gennaio 2019 prospettivamente senza *restatement* dei dati comparativi.

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 2018	5.377	389	66	54	5.886	255	6.141
IFRS 16 - prima applicazione	-	-	-	-	-	-	-
Saldi all'1 gennaio 2019	5.377	389	66	54	5.886	255	6.141
Destinazione risultato esercizio precedente	-	54	-	(54)	-	-	-
Distribuzione dividendi e riserve	-	-	-	-	-	(32)	(32)
Variazione area di consolidamento	-	(6)	-	-	(6)	(29)	(35)
Altri movimenti	-	(3)	-	-	(3)	(1)	(4)
Totale risultato netto complessivo	-	-	(16)	(386)	(402)	9	(393)
di cui:							
- Variazione del risultato complessivo	-	-	(16)	-	(16)	-	(16)
- Risultato netto al 30 settembre 2019	-	-	-	(386)	(386)	9	(377)
Saldi al 30 settembre 2019	5.377	434	50	(386)	5.475	202	5.677

(in milioni di euro)

Variazione del patrimonio netto attribuibile ai soci della controllante



(in milioni di euro)

Variazione del patrimonio netto attribuibile ai soci di minoranza



(*) Principalmente riferita alla società Edison Partecipazioni Energie Rinnovabili Srl ora detenuta al 100%.

RISULTATI ECONOMICO-FINANZIARI AL 30 SETTEMBRE 2019

Ricavi e Margine operativo lordo di Gruppo e per Filiera

Esercizio 2018(*) (in milioni di euro)		9 mesi 2019	9 mesi 2018(*)	Variazione %	3° Trim. 2019	3° Trim. 2018(*)	Variazione %
Filiera Energia Elettrica							
3.768	Ricavi di vendita	3.077	2.742	12,2%	1.006	919	9,5%
328	Margine operativo lordo	305	253	20,6%	72	71	1,4%
Filiera Idrocarburi							
5.657	Ricavi di vendita	3.665	3.957	(7,4%)	979	1.260	(22,3%)
203	Margine operativo lordo	225	161	39,8%	79	51	54,9%
Filiera Corporate ⁽¹⁾							
69	Ricavi di vendita	40	45	(11,1%)	13	16	(18,8%)
(105)	Margine operativo lordo	(74)	(77)	3,9%	(23)	(23)	0,0%
Elisioni							
(766)	Ricavi di vendita	(690)	(539)	(28,0%)	(213)	(202)	(5,4%)
Gruppo Edison							
8.728	Ricavi di vendita	6.092	6.205	(1,8%)	1.785	1.993	(10,4%)
426	Margine operativo lordo	456	337	35,3%	128	99	29,3%
4,9%	% sui ricavi di vendita	7,5%	5,4%		7,2%	5,0%	

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

(*) I valori del 2018 sono stati riesposti ai sensi del principio IFRS 5.

I ricavi dei primi 9 mesi del 2019 si attestano a 6.092 milioni di euro e mostrano un *trend* in lieve diminuzione rispetto allo scorso anno, riconducibile principalmente all'andamento della Filiera Idrocarburi.

Il margine operativo lordo si attesta a 456 milioni di euro, in crescita del 35,3% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente grazie al contributo sia della Filiera Energia Elettrica che della Filiera Idrocarburi.

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

Filiera Energia Elettrica

Fonti

Esercizio 2018	(GWh) ⁽¹⁾	9 mesi 2019	9 mesi 2018	Variazione %	3° Trim. 2019	3° Trim. 2018	Variazione %
18.798	Produzione Edison:	15.484	13.638	13,5%	5.112	4.842	5,6%
14.763	- termoelettrica	12.140	10.604	14,5%	4.011	4.018	(0,2%)
3.080	- idroelettrica	2.307	2.356	(2,1%)	807	675	19,5%
955	- eolica e altre rinnovabili	1.037	678	52,9%	294	149	97,6%
24.020	Altri acquisti (grossisti, IPEX, ecc.) ⁽²⁾	15.312	17.804	(14,0%)	5.186	5.525	(6,1%)
42.818	Totale fonti	30.795	31.442	(2,1%)	10.298	10.367	(0,7%)

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

(2) Al lordo delle perdite

Impieghi

Esercizio 2018	(GWh) ⁽¹⁾	9 mesi 2019	9 mesi 2018	Variazione %	3° Trim. 2019	3° Trim. 2018	Variazione %
13.694	Clienti finali ⁽²⁾	11.255	10.237	9,9%	3.859	3.536	9,1%
29.124	Altre vendite (grossisti, IPEX, ecc.)	19.540	21.205	(7,9%)	6.439	6.831	(5,7%)
42.818	Totale impieghi	30.795	31.442	(2,1%)	10.298	10.367	(0,7%)

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

(2) Al lordo delle perdite.

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 si attestano a 15.484 GWh, in aumento del 13,5% rispetto allo scorso anno; il *trend* positivo è dettato, oltre che dall'andamento del comparto termoelettrico, dall'incremento del 52,9% della produzione eolica ed altre rinnovabili grazie all'entrata in produzione di nuovi impianti eolici ed all'acquisizione di EDF EN Italia avvenuta nel mese di luglio 2019.

Al 30 settembre 2019 la produzione idroelettrica mostra un calo del 2,1% a causa della minore idraulicità dei primi mesi dell'anno, con un'inversione di tendenza nel terzo trimestre dove le produzioni aumentano del 19,5%.

Le vendite ai clienti finali sono in aumento del 9,9% grazie principalmente ai maggiori volumi venduti al segmento *Business*.

Gli Altri acquisti e vendite dei primi 9 mesi del 2019 sono in diminuzione rispetto ai valori dello stesso periodo del 2018 rispettivamente del 14% e del 7,9%; si ricorda, peraltro, come queste voci includano, oltre alle compravendite sul mercato *wholesale*, anche acquisti e vendite su IPEX, per quanto caratterizzati da una minore marginalità unitaria, legati al bilanciamento dei portafogli.

Dati economici

Esercizio 2018	(in milioni di euro)	9 mesi 2019	9 mesi 2018	Variazione %	3° Trim. 2019	3° Trim. 2018	Variazione %
3.768	Ricavi di vendita	3.077	2.742	12,2%	1.006	919	9,5%
328	Margine operativo lordo	305	253	20,6%	72	71	1,4%

I ricavi di vendita dei primi 9 mesi del 2019 sono pari a 3.077 milioni di euro e risultano in aumento del 12,2% rispetto allo scorso anno.

Il margine operativo lordo si attesta a 305 milioni di euro (253 milioni di euro nello stesso periodo del 2018) e registra un incremento del 20,6% attribuibile principalmente alla *performance* positiva del settore idroelettrico, alla maggiore marginalità della generazione termoelettrica ed al settore eolico, anche grazie al contributo di EDF EN Italia.

I dati economici della Filiera Elettrica includono i risultati della Divisione Energy & Environmental Services Market che nei primi 9 mesi del 2019 ha evidenziato ricavi di vendita per 365 milioni di euro, in aumento del 20,1% rispetto allo scorso anno per effetto del contributo di Zephyro, acquisita nel mese di luglio 2018. Il margine operativo lordo, pari a 50 milioni di euro (52 milioni di euro nel 2018), registra una lieve diminuzione, attribuibile principalmente a sopravvenienze attive registrate nel 2018.

Filiera Idrocarburi

Fonti Gas

Esercizio 2018	(gas in milioni di mc)	9 mesi 2019	9 mesi 2018	Variazione %	3° Trim. 2019	3° Trim. 2018	Variazione %
11	Produzioni ⁽¹⁾	7	8	(16,1%)	2	3	(15,1%)
343	Produzioni da attività in dismissione	256	270	(5,1%)	83	85	(2,4%)
14.566	Import (Pipe + GNL)	10.642	10.776	(1,2%)	3.696	3.764	(1,8%)
5.811	Altri Acquisti	3.854	4.210	(8,5%)	1.014	1.084	(6,5%)
(17)	Variazione stoccaggi ⁽²⁾	(47)	(220)	78,8%	(192)	(210)	9,0%
20.714	Totale fonti	14.713	15.045	(2,2%)	4.603	4.725	(2,6%)
1.909	Produzioni estero in dismissione ⁽³⁾	1.334	1.413	(5,6%)	443	500	(11,5%)

(1) Al netto degli autoconsumi e a Potere Calorifico Standard.

(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 2018	(gas in milioni di mc)	9 mesi 2019	9 mesi 2018	Variazione %	3° Trim. 2019	3° Trim. 2018	Variazione %
2.804	Usi civili	1.924	1.722	11,7%	190	185	2,3%
4.518	Usi industriali	3.602	3.247	11,0%	1.111	993	11,9%
6.501	Usi termoelettrici	5.028	4.798	4,8%	1.689	1.776	(4,9%)
6.890	Altre vendite	4.158	5.278	(21,2%)	1.612	1.771	(8,9%)
20.714	Totale impieghi	14.713	15.045	(2,2%)	4.603	4.725	(2,6%)
1.909	Vendite produzioni estero in dismissione ⁽¹⁾	1.334	1.413	(5,6%)	443	500	(11,5%)

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

Nei primi 9 mesi del 2019 le importazioni risultano in lieve diminuzione rispetto allo scorso anno (-1,2%); la riduzione degli acquisti sul mercato italiano è stata compensata solo in minima parte dall'incremento registrato sul mercato estero, comportando una riduzione del totale altri acquisti dell'8,5%.

L'andamento delle variazioni dello *stock* mostra come, rispetto allo scorso anno, si sia verificata una minore immissione, in particolare nello stoccaggio Italia.

Per quanto riguarda i quantitativi venduti, nei primi nove mesi dell'anno si evidenzia una significativa diminuzione delle altre vendite (-21,2%).

Le vendite per usi termoelettrici mostrano nei primi nove mesi dell'anno un *trend* positivo, attribuibile principalmente alle vendite termo *captive*; nel trimestre si registra invece una riduzione delle vendite del 4,9%.

Produzioni attività in dismissione

La produzione di gas dei primi 9 mesi dell'anno attribuibile alle attività in dismissione è risultata pari a 1.597 milioni di metri cubi, in diminuzione del 5,6% rispetto ai primi nove mesi dell'anno precedente (1.692 milioni di metri cubi), derivante dal calo sia delle produzioni italiane, sia di quelle estere ad eccezione delle produzioni di Regno Unito e Algeria.

Per quanto riguarda le produzioni di olio grezzo attribuibile alle attività in dismissione, totalizzando Italia e estero, si evidenzia un decremento di circa il 12%.

Dati economici

Esercizio 2018(*)	(in milioni di euro)	9 mesi 2019	9 mesi 2018(*)	Variazione %	3° Trim. 2019	3° Trim. 2018(*)	Variazione %
5.657	Ricavi di vendita	3.665	3.957	(7,4%)	979	1.260	(22,3%)
203	Margine operativo lordo	225	161	39,8%	79	51	54,9%

(*) I valori del 2018 sono stati riesposti ai sensi del principio IFRS 5.

I ricavi di vendita dei primi 9 mesi del 2019 si attestano a 3.665 milioni di euro, in diminuzione del 7,4% rispetto allo scorso anno.

Il margine operativo lordo del periodo, che include anche il contributo delle attività regolate, è pari a 225 milioni di euro, in aumento di 64 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2018. La variazione è riconducibile principalmente all'utilizzo di nuove flessibilità su alcuni contratti di importazione del gas tramite gasdotto e ad un evento climatico sfavorevole avvenuto nel corso dei primi mesi del 2018 che aveva depresso la marginalità dell'anno precedente.

Filiera Corporate

Dati economici

Esercizio 2018	(in milioni di euro)	9 mesi 2019	9 mesi 2018	Variazione %	3° Trim. 2019	3° Trim. 2018	Variazione %
69	Ricavi di vendita	40	45	(11,1%)	13	16	(18,8%)
(105)	Margine operativo lordo	(74)	(77)	3,9%	(23)	(23)	0%

Nella Filiera Corporate 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 dei primi 9 mesi del 2019 mostrano un *trend* decrescente dell'11% rispetto a quelli dello stesso periodo del 2018, mentre il margine operativo lordo registra un miglioramento di 3 milioni di euro, incluso l'effetto positivo derivante dall'applicazione, a partire dall'1 gennaio 2019, del nuovo principio IFRS 16 "*Leasing*".

Altre voci del conto economico di Gruppo

Esercizio 2018 (in milioni di euro)	9 mesi 2019	9 mesi 2018	Variazione %
426 Margine operativo lordo	456	337	35,3%
(7) Variazione netta di <i>fair value</i> su derivati (<i>commodity</i> e cambi)	(3)	6	<i>n.s.</i>
(267) Ammortamenti	(235)	(192)	22,4%
(3) (Svalutazioni) ripristini di valore su immobilizzazioni	-	(2)	<i>n.s.</i>
(23) Altri proventi (oneri) Attività non <i>Energy</i>	(16)	(15)	6,7%
126 Risultato operativo	202	134	50,7%
(5) Proventi (oneri) finanziari netti sul debito	(8)	(4)	100,0%
8 Altri proventi (oneri) finanziari netti (*)	(2)	9	<i>n.s.</i>
(11) Proventi (oneri) su cessione crediti pro-soluto	(13)	(7)	85,7%
4 Proventi (oneri) da partecipazioni	3	5	(40,0%)
(29) Imposte sul reddito	(48)	(45)	6,7%
93 Risultato netto da <i>Continuing Operations</i>	134	92	45,7%
(26) Risultato netto da <i>Discontinued Operations</i>	(511)	6	<i>n.s.</i>
54 Risultato netto di competenza di Gruppo	(386)	87	<i>n.s.</i>

(*) Includono i proventi/oneri finanziari verso il *business* E&P.

Il risultato netto da *Continuing Operations* è positivo per 134 milioni di euro (positivo per 92 milioni di euro nei primi 9 mesi del 2018).

Oltre alla dinamica dei margini industriali precedentemente commentata, su tale risultato hanno inciso principalmente:

- la variazione netta di *fair value* su derivati, negativa per 3 milioni di euro (positiva per 6 milioni di euro nei primi 9 mesi del 2018);
- gli ammortamenti per 235 milioni di euro in incremento rispetto ai primi 9 mesi del 2018 (192 milioni di euro) principalmente per effetto degli ammortamenti iscritti sui beni in *leasing* operativo ai sensi del nuovo principio IFRS 16 (12 milioni di euro) e delle nuove acquisizioni e investimenti del periodo;
- le poste finanziarie (si segnala in particolare che l'aumento degli oneri su cessione crediti pro-soluto è correlato ai costi sulle cessioni del segmento *Retail* avviate a partire da luglio 2018) e le imposte sul reddito.

Il risultato netto da *Discontinued Operations*, negativo per 511 milioni di euro (positivo per 6 milioni di euro nei primi 9 mesi del 2018), accoglie per 535 milioni di euro la svalutazione effettuata per allineare il valore di iscrizione in bilancio del *business* E&P al valore previsto di cessione.

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)	Definibili di copertura (CFH) (*)	Definibili di copertura (FVH)	Non definibili di copertura	Totale variazione netta di <i>fair value</i>
2019				
Gestione del rischio prezzo di prodotti energetici	1	186	(2)	185
Gestione del rischio cambio su <i>commodity</i>	-	41	5	46
Variazione di <i>fair value</i> contratti fisici (FVH)	-	(234)	-	(234)
9 mesi 2019	1	(7)	3	(3)
2018				
Gestione del rischio prezzo di prodotti energetici	(4)	(24)	2	(26)
Gestione del rischio cambio su <i>commodity</i>	1	46	(6)	41
Variazione di <i>fair value</i> contratti fisici (FVH)	-	(9)	-	(9)
9 mesi 2018	(3)	13	(4)	6

(*) Si riferisce alla parte inefficace.

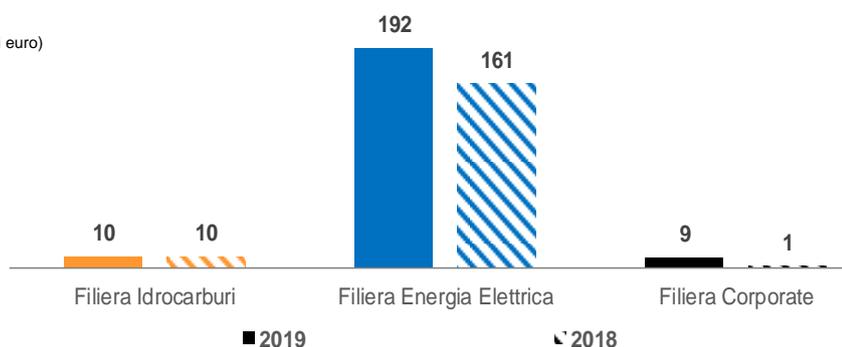
Il marcato incremento positivo della variazione netta di *fair value* sui derivati *commodity* classificati come FVH è conseguenza della forte riduzione subita dai prezzi del gas in Europa (TTF) e Italia (PSV).

Ammortamenti e svalutazioni

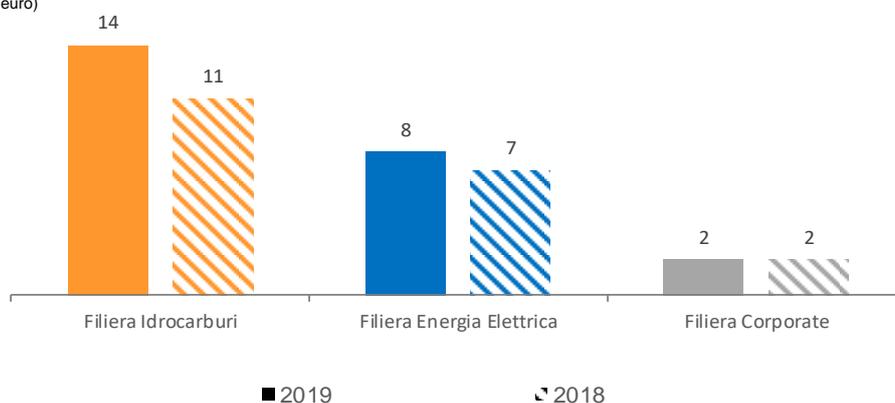
I seguenti grafici mostrano i dettagli degli ammortamenti per tipologia e per filiera; l'incremento rispetto al periodo precedente riflette essenzialmente l'applicazione del nuovo principio IFRS 16 "*Leasing*" e le acquisizioni del periodo. Si ricorda che le svalutazioni del periodo precedente (2 milioni di euro) derivavano da un *trigger* su uno specifico asset della Filiera Idrocarburi.



Ammortamenti immobili, impianti e macchinari



Ammortamenti immobilizzazioni immateriali



Altri proventi (oneri) finanziari netti

(in milioni di euro)	9 mesi 2019	9 mesi 2018	Variazioni
Oneri per attualizzazione fondi	(7)	(7)	-
Utili (perdite) su cambi (*)	5	4	1
Altro (**)	-	12	(12)
Altri proventi (oneri) finanziari netti	(2)	9	(11)

(*) Includono i risultati delle operazioni poste in essere con EDF Sa a copertura del rischio cambio.

(**) Includono i proventi/oneri finanziari verso il *business* E&P.

Indebitamento finanziario netto e flussi di cassa

L'indebitamento finanziario netto al 30 settembre 2019 è pari a 779 milioni di euro (416 milioni di euro al 31 dicembre 2018), in aumento principalmente a seguito dell'acquisizione di EDF EN Italia, avvenuta nel corso del terzo trimestre 2019, che ha anche determinato un incremento degli oneri finanziari sul debito.

Inoltre, come precedentemente commentato, il nuovo principio IFRS 16 'Leasing', applicato in via prospettica, ha comportato all'1 gennaio 2019, data di prima applicazione, un incremento di circa 165 milioni di euro (incluso il contributo delle attività E&P in dismissione).

Variazione dell'indebitamento finanziario netto

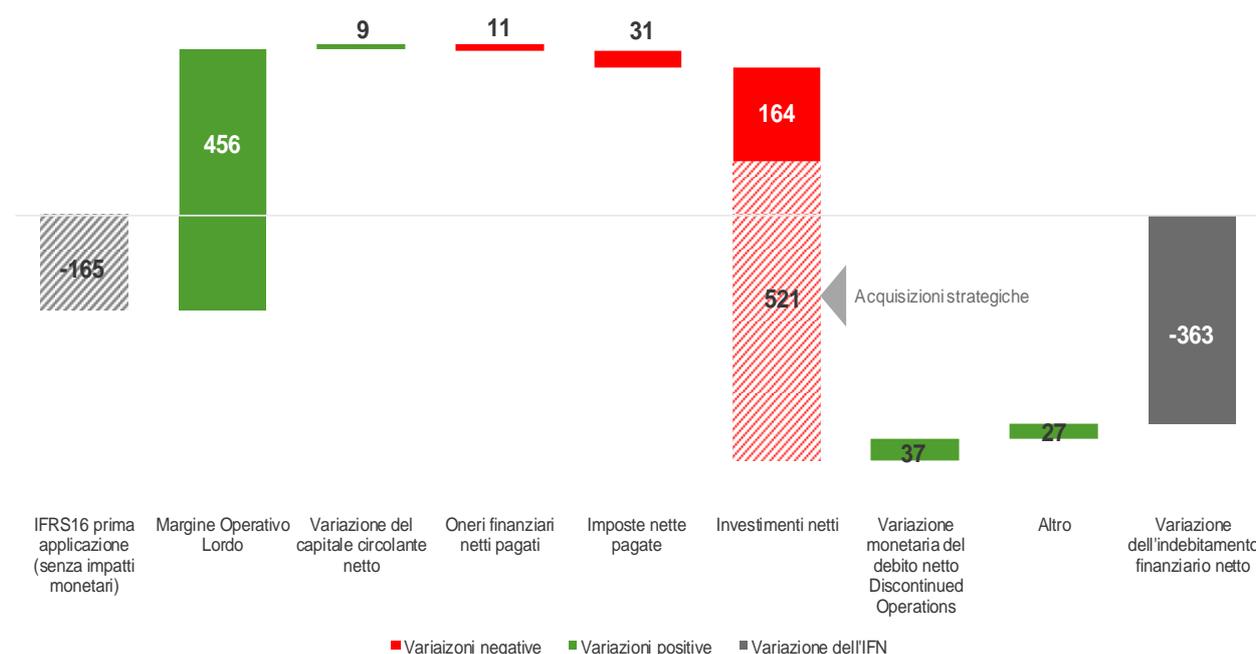
(in milioni di euro)



L'incremento dell'indebitamento finanziario netto dal 31 dicembre 2018 è pari a 363 milioni di euro.

(*) I dati all'1 gennaio 2019 riflettono per circa 165 milioni di euro l'impatto della prima applicazione del nuovo principio IFRS 16 "Leasing".

Di seguito si riporta l'analisi della variazione dell'indebitamento finanziario netto, in prevalenza da ricondurre all'effetto non monetario derivante dalla prima applicazione dell'IFRS 16 e alle acquisizioni strategiche:



I principali flussi di cassa derivano dal margine operativo lordo, commentato precedentemente, e dagli investimenti netti che includono:

- l'acquisizione di EDF EN Italia (521 milioni di euro);
- investimenti in immobilizzazioni (138 milioni di euro), prevalentemente riferiti alla realizzazione di nuovi campi eolici *greenfield* e integrali ricostruzioni (25 milioni di euro), alla costruzione del nuovo ciclo combinato a gas nell'impianto termoelettrico di Marghera Levante (42 milioni di euro) e ai servizi energetici ambientali (42 milioni di euro);
- altre operazioni di acquisizione (32 milioni di euro) e cessione (effetto positivo per 9 milioni di euro);
- investimenti in immobilizzazioni finanziarie (6 milioni di euro).

Di seguito si riporta la composizione dell'indebitamento finanziario netto:

(in milioni di euro)	30.09.2019 (*)	31.12.2018	Variazioni
Debiti finanziari non correnti	670	353	317
- Debiti verso banche	324	275	49
- Debiti verso società del Gruppo EDF	92	60	32
- Debiti per <i>leasing</i>	251	9	242
- Debiti verso altri finanziatori	3	9	(6)
Attività per <i>leasing</i> finanziari	(2)	(3)	1
Indebitamento finanziario netto non corrente	668	350	318
Debiti finanziari correnti	549	218	331
- Debiti verso banche	120	120	-
- Debiti verso società del Gruppo EDF (**)	138	16	122
- Debiti per <i>leasing</i>	31	2	29
- Debiti da valutazione di derivati <i>cash flow hedge</i>	25	-	25
- Debiti verso altri finanziatori (°)	235	80	155
Attività finanziarie correnti (°°)	(335)	(3)	(332)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	(294)	(149)	(145)
Indebitamento finanziario netto corrente	(80)	66	(146)
Indebitamento finanziario netto Attività in dismissione	191	-	191
Totale indebitamento finanziario netto	779	416	363
di cui:			
Indebitamento finanziario lordo	1.111	571	540
Disponibilità liquide e attività finanziarie	(332)	(155)	(177)

(*) All'1 gennaio 2019 l'applicazione del nuovo principio IFRS 16 ha determinato un incremento di debiti per 165 milioni di euro (incluso il contributo delle attività E&P in dismissione).

(**) Includono debiti per finanziamento soci della società EDF EN Italia per 105 milioni di euro.

(°) Includono debiti finanziari verso Attività in dismissione per 145 milioni di euro.

(°°) Includono crediti finanziari verso Attività in dismissione per 327 milioni di euro.

L'incremento dell'**indebitamento finanziario netto non corrente** riflette principalmente l'applicazione dall' 1 gennaio 2019 del nuovo principio IFRS 16 e l'effetto del consolidamento a partire dall' 1 luglio 2019 del debito bancario e dei debiti per *leasing* in capo a EDF EN Italia.

Fatta eccezione per le poste verso le attività in dismissione, l'**indebitamento finanziario netto corrente** varia principalmente a causa del finanziamento soci di EDF Renouvelables a favore di EDF EN Italia pari a 105 milioni di euro. Le **disponibilità liquide e mezzi equivalenti** includono per 162 milioni di euro (28 milioni di euro al 31 dicembre 2018) disponibilità in conto corrente con EDF Sa.

Ai 30 settembre 2019, era interamente disponibile la linea di credito *revolving* di durata biennale del valore nominale di 600 milioni di euro, sottoscritta con EDF Sa il 9 aprile 2019 (alla naturale scadenza di una linea di credito analoga).

Concorrono inoltre a garantire la copertura dei fabbisogni di cassa per investimenti per i prossimi mesi:

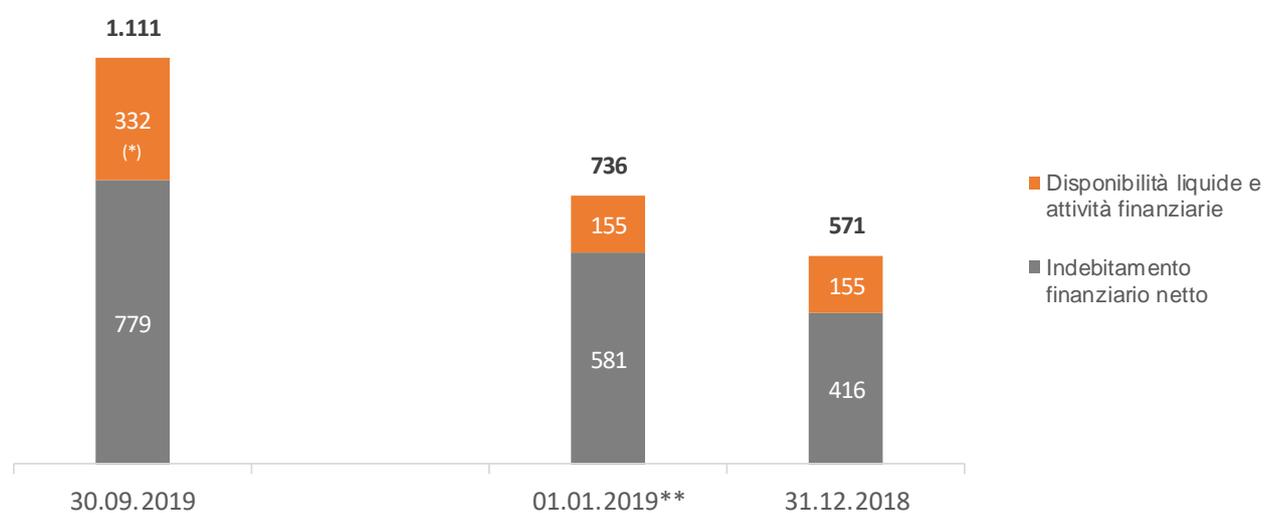
- 50 milioni di euro del finanziamento *Club Deal* concesso nel 2018 a E2i da un gruppo di banche e Cassa Depositi e Prestiti (per nominali 100 milioni di euro e utilizzato al 30 settembre 2019 per 50 milioni di euro);

- 40 milioni di euro del finanziamento BEI (Banca Europea per gli Investimenti) concesso ad Edison nel 2017 e a beneficio di E2i, utilizzabile in tranche fino a 15 anni, per la realizzazione di specifici impianti eolici (per nominali 150 milioni di euro e utilizzato al 30 settembre 2019 per 110 milioni di euro).

A marzo 2019 è giunta a scadenza e non è stata rinnovata la linea *revolving* su base *Club Deal* sottoscritta da Edison Spa nel 2017 con un *pool* di banche per 300 milioni di euro nominali.

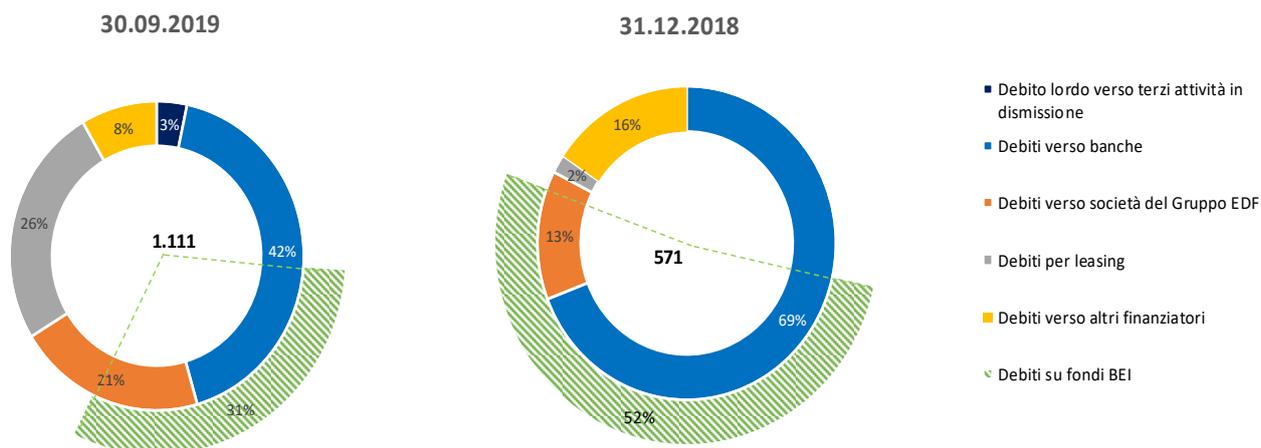
Indebitamento finanziario lordo e sua composizione per fonte di finanziamento

(in milioni di euro)



(*) Include gli importi attribuibili alle Attività in dismissione

(**) I dati all'1 gennaio 2019 riflettono l'impatto della prima applicazione del nuovo principio IFRS 16 '*Leasing*' per circa 165 milioni di euro (incluso il contributo delle attività E&P in dismissione).



Nel corso dei primi nove mesi del 2019 sono incrementati i debiti per *leasing* per effetto dell'applicazione del nuovo principio IFRS 16 e dell'acquisizione di EDF EN Italia. Il consolidamento delle nuove attività dal 1 luglio 2019 ha determinato inoltre l'aumento dei debiti bancari e dei debiti verso le società del gruppo EDF (questi ultimi anche per effetto del finanziamento soci da EDF Renewelables di 105 milioni di euro).

I finanziamenti su fondi BEI, sostanzialmente invariati nel periodo, sono finanziamenti di scopo a lungo termine per lo sviluppo di specifici progetti del settore eolico, dello stoccaggio del gas, dell'*Exploration & Production* e, in misura residuale, della generazione termoelettrica. Essi sono concessi dalla BEI, direttamente o tramite EDF Sa. Si segnala che il finanziamento BEI concesso tramite EDF Sa verrà meno con il perfezionamento della cessione del *business* E&P.

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

Fair Value iscritto a stato patrimoniale

(in milioni di euro)	30.09.2019			31.12.2018		
	Crediti	Debiti	Netto	Crediti	Debiti	Netto
Iscritto tra:						
- Attività (passività) finanziarie	-	(25)	(25)	-	-	-
- Attività (passività) non correnti	111	(103)	8	170	(168)	2
- Attività (passività) correnti	430	(385)	45	530	(471)	59
Fair Value iscritto nelle attività e passività (a)	541	(513)	28	700	(639)	61
di cui di (a) riferito a:						
- gestione rischio tassi di interesse	-	(25)	(25)	-	-	-
- gestione rischio tassi di cambio	109	(16)	93	55	(17)	38
- gestione rischio su <i>commodity</i>	320	(264)	56	366	(481)	(115)
- portafogli di trading (fisico e finanziario)	-	-	-	1	(1)	-
- <i>Fair value</i> su contratti fisici	112	(208)	(96)	278	(140)	138

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 e del rischio di tasso di interesse. Gli importi rilevati direttamente a patrimonio netto vengono riflessi nel conto economico coerentemente agli effetti economici prodotti dall'elemento coperto.

Riserva di Cash Flow Hedge

(in milioni di euro)	Riserva lorda di Gruppo	Imposte differite	Riserva netta di Gruppo
Valore iniziale al 31.12.2018	57	(15)	42
Variazione del periodo	(31)	7	(24)
Valore al 30.09.2019	26	(8)	18

EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

Edison conferma le stime di EBITDA per l'intero 2019 in un intervallo compreso tra 550 e 600 milioni di euro.

FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO IL 30 SETTEMBRE 2019

Il 16 ottobre 2019 Edison, attraverso IGI-POSEIDON – *joint venture* paritetica con la società greca DEPA SA -, firma gli accordi per l'avvio delle attività di costruzione di IGB, gasdotto di interconnessione tra Grecia e Bulgaria. Il progetto IGB, che è sviluppato da ICGB AD - *joint venture* paritetica tra IGI Poseidon SA e Bulgarian Energy Holding (BEH) –, è parte, con i progetti Poseidon ed Eastmed, di un sistema di infrastrutture promosso da IGI Poseidon che contribuisce all'ampliamento del Corridoio Sud del gas e alla diversificazione di rotte e di fonti di gas verso l'Europa a sostegno degli obiettivi di sicurezza energetica, competitività e sostenibilità dell'Unione Europea.

Nell'occasione, sono stati firmati anche gli accordi con la BEI per 110 milioni di euro che, con i contributi europei per 84 milioni di euro e con gli apporti di capitale sociale degli azionisti, assicurano le risorse finanziarie per la realizzazione del progetto.

Milano, 29 ottobre 2019
Per il Consiglio di Amministrazione
L'Amministratore Delegato

Nicola Monti

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 2019 corrisponde alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili.

Milano, 29 ottobre 2019

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