



RELAZIONE
FINANZIARIA
SEMESTRALE
CONSOLIDATA AL
30 GIUGNO 2018



ITALGAS È CALORE

Dietro a gesti semplici come aprire l'acqua calda o accendere il riscaldamento ci sono quasi due secoli di storia.

Quello di Italgas è un contributo laborioso, affidabile e innovativo che arriva nelle case degli italiani per portare il calore del gas naturale, da più di 180 anni.

Sfogliando queste pagine, troverete la traduzione visiva di alcuni momenti di quotidianità che si alternano e si animano anche grazie al lavoro delle nostre persone.

Relazione finanziaria semestrale consolidata al 30 giugno 2018

Valori e missione

Competenza, efficienza, innovazione, affidabilità, sicurezza, vicinanza alle persone. Ogni giorno, da più di 180 anni, il lavoro degli uomini e delle donne di Italgas è ispirato da questi valori. Da sempre, Italgas accompagna lo sviluppo economico e sociale del Paese favorendone la crescita sostenibile. Oggi è il primo distributore di gas naturale in Italia e il terzo in Europa. Forte di queste basi, il Gruppo ora guarda avanti e punta a rafforzare la sua presenza sul mercato. Investimenti, qualità del servizio e digitalizzazione sono le principali direttrici della strategia messa a punto per raggiungere gli ambiziosi obiettivi e per continuare a generare valore. Italgas, più di 180 anni di storia e un futuro di successi da scrivere.

Per Italgas, Gruppo Italgas o Gruppo si intende Italgas S.p.A. e le imprese incluse nell'area di consolidamento.

Organi sociali

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE^(a)

Presidente

Lorenzo Bini Smaghi

Amministratore Delegato e Direttore Generale

Paolo Gallo

Consiglieri

Nicola Bedin

Federica Lolli ^(b)

Maurizio Dainelli

Cinzia Farisè

Yunpeng He

Paolo Mosa

Paola Annamaria Petrone

COMITATO CONTROLLO E RISCHI E OPERAZIONI CON PARTI CORRELATE^(d)

Paola Annamaria Petrone (Presidente)

Nicola Bedin

Federica Lolli

Direttore Generale Finanza e Servizi^(g)

Antonio Paccioretti

COLLEGIO SINDACALE^(a)

Presidente

Gian Piero Balducci

Sindaci effettivi

Giandomenico Genta

Laura Zanetti

Sindaci supplenti

Barbara Cavalieri^(b)

Walter Visco

COMITATO NOMINE E REMUNERAZIONE^(e)

Cinzia Farisè (Presidente)

Maurizio Dainelli

Federica Lolli

COMITATO SOSTENIBILITÀ^(f)

Nicola Bedin (Presidente)

Yunpeng He

ORGANISMO DI VIGILANZA^(h)

Carlo Piergallini (Presidente)

Eliana La Ferrara

Francesco Profumo

SOCIETÀ DI REVISIONE⁽ⁱ⁾

PricewaterhouseCoopers S.p.A.

(a) Nominati dall'Assemblea degli Azionisti del 4 agosto 2016. In carica sino alla data dell'Assemblea ordinaria degli Azionisti convocata per l'approvazione del bilancio di esercizio chiuso al 31 dicembre 2018.

(b) Nominata per cooptazione consigliere dal Consiglio di Amministrazione del 27 luglio 2017 in sostituzione del consigliere Barbara Borra e confermata dall'Assemblea degli Azionisti del 19 aprile 2018.

(c) Nominata dall'Assemblea dei Soci in data 28 aprile 2017 in sostituzione del sindaco supplente Marilena Cederna.

(d) Comitato istituito dal Consiglio di Amministrazione in data 4 agosto 2016. Componenti nominati dal Consiglio di Amministrazione il 23 ottobre 2017.

(e) Comitato istituito, in sostituzione dei preesistenti Comitato Nomine e Comitato per la Remunerazione, e componenti nominati dal Consiglio di Amministrazione del 23 ottobre 2017.

(f) Comitato istituito dal Consiglio di Amministrazione in data 4 agosto 2016. Componenti nominati dal Consiglio di Amministrazione del 5 settembre 2016.

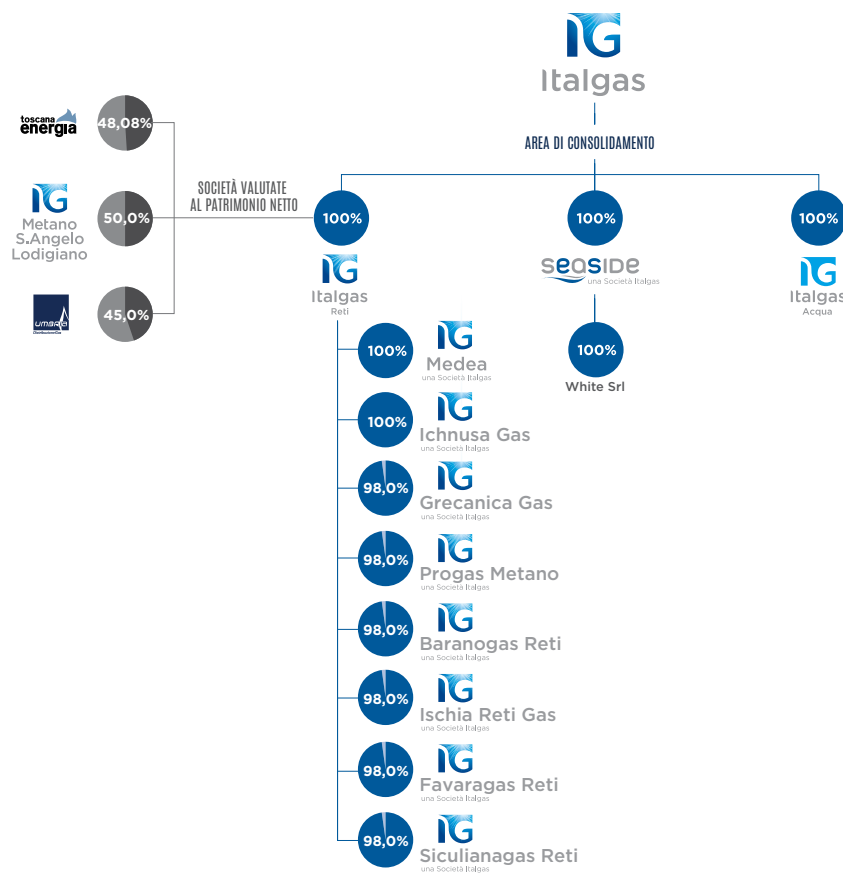
(g) Nominato dal Consiglio di Amministrazione del 26 settembre 2016 con efficacia dal 7 novembre 2016.

(h) Nominato dal Consiglio di Amministrazione del 20 dicembre 2016.

(i) Incarico conferito dall'Assemblea degli Azionisti del 28 aprile 2017 per il periodo 2017 - 2025.

Struttura del Gruppo Italgas al 30 giugno 2018

La struttura del Gruppo Italgas al 30 giugno 2018 è di seguito graficamente rappresentata:



L'area di consolidamento al 30 giugno 2018 è variata rispetto a quella in essere al 31 dicembre 2017 in conseguenza: (i) dell'acquisizione, in data 28 febbraio 2018, del 100% del capitale sociale di Ichnusa Gas S.p.A., holding che controlla 12 società titolari di altrettante concessioni per la costruzione e l'esercizio di reti di distribuzione di GPL in Sardegna e (ii) dell'acquisizione, in data 13 marzo 2018, del 100% del capitale sociale di Seaside S.r.l., società operante nel settore dell'efficienza energetica; (iii) dell'acquisizione in data 6 aprile 2018 del 100% del capitale sociale di Medea S.p.A., società di distribuzione e vendita di GPL di Sassari e (iv) dell'acquisizione in data 31 maggio 2018 del 98% del capitale sociale di Favaragas Reti S.r.l., Sicilianagas Reti S.r.l., Baranogas Reti S.r.l., Ischia Reti Gas S.r.l., Progas Metano S.r.l. e Grecanica Gas S.r.l., società titolari nel complesso di 7 concessioni per la costruzione e la gestione della rete gas in 16 Comuni del Sud Italia.

Le società Acam Gas S.p.A., Enerco Distribuzione S.p.A e S.G.S. S.r.l. sono state fuse per incorporazione in Italgas Reti con efficacia contabile 1 gennaio 2018, mentre, con medesima decorrenza, le attività relative al servizio idrico sono state scorporate da Italgas Reti e conferite a una società di nuova costituzione denominata Italgas Acqua S.p.A.

Da segnalare, inoltre, che nel corso del mese di gennaio 2018 Italgas ha perfezionato le acquisizioni dei rami d'azienda di Amalfitana Gas e di A Energia Reti relativi rispettivamente alle attività di distribuzione del gas naturale in tre ATEM ricadenti in Campania e Basilicata e alla rete di distribuzione a servizio del Comune di Portopalo di Capopassero (Siracusa).



Indice

8 RELAZIONE INTERMEDIA SULLA GESTIONE

10 Dati e informazioni di sintesi

15 ITALGAS E I MERCATI FINANZIARI

19 ANDAMENTO OPERATIVO

25 COMMENTO AI RISULTATI ECONOMICO-FINANZIARI

25 Conto economico riclassificato

30 Situazione patrimoniale-finanziaria riclassificata

35 Rendiconto finanziario riclassificato

38 NON - GAAP MEASURES

47 ALTRE INFORMAZIONI

49 FATTORI DI RISCHIO E DI INCERTEZZA

57 EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

59 QUADRO NORMATIVO E REGOLATORIO

69 GLOSSARIO

74 BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO

- 76 Schemi di Bilancio
- 87 Note al bilancio consolidato semestrale abbreviato
- 145 Attestazioni del Management
- 146 Relazione della Società di Revisione

148 ALLEGATI

- 150 Imprese e partecipazioni rilevanti di Italgas S.p.A. al 30 giugno 2018

Disclaimer

La Relazione finanziaria semestrale consolidata contiene dichiarazioni previsionali ("forward-looking statements"), in particolare nella sezione "Evoluzione prevedibile della gestione", relative a: piani di investimento, performance gestionali future, esecuzione dei progetti. I forward - looking statements hanno per loro natura una componente di rischiosità e di incertezza perché dipendono dal verificarsi di eventi e sviluppi futuri. I risultati effettivi potranno pertanto differire rispetto a quelli annunciati in relazione a diversi fattori, tra cui: le performance operative effettive, le condizioni macroeconomiche generali, fattori geopolitici quali le tensioni internazionali, l'impatto delle regolamentazioni in campo energetico e in materia ambientale, il successo nello sviluppo e nell'applicazione di nuove tecnologie, cambiamenti nelle aspettative degli stakeholder e altri cambiamenti nelle condizioni di business.

RELAZIONE INTERMEDIA SULLA GESTIONE





Dati e informazioni di sintesi

PRINCIPALI EVENTI

OPERAZIONI DI M&A

Costituita, in data 1 gennaio 2018, la società **Italgas Acqua S.p.A.**, a seguito dell'efficacia della scissione parziale proporzionale di Italgas Reti in favore di una società di nuova costituzione mediante assegnazione a quest'ultima del cd. "ramo idrico ex-Napoletanagas".

Perfezionata il 26 gennaio 2018 l'**acquisizione del ramo d'azienda di Amalfitana Gas**, relativo all'attività di distribuzione del gas naturale in tre ATEM in Campania e Basilicata.

Perfezionata il 31 gennaio 2018 l'**acquisizione del ramo d'azienda di AEnergia Reti** relativo alla rete di distribuzione a servizio del Comune di Portopalo di Capopassero (Siracusa).

Acquisito il 28 febbraio 2018 il 100% **del capitale sociale di Ichnusa Gas**, holding che controlla 12 società titolari di altrettante concessioni per la realizzazione e l'esercizio di reti di distribuzione di gas in 74 Comuni della Sardegna.

Perfezionata il 13 marzo 2018 l'**acquisizione del 100% di Seaside**, Energy Service Company (ESCO) attiva nei servizi di efficientamento energetico.

Perfezionata, in data 6 aprile 2018, l'acquisizione **del 100% di Medea**, società di distribuzione e vendita di GPL di Sassari che serve attualmente circa 13.000 clienti nell'ambito di un bacino potenziale di quasi 30.000 utenze e distribuisce in media ogni anno un volume di GPL superiore a 5 milioni di metri cubi.

Perfezionata, in data 1 maggio 2018, la fusione per incorporazione di **Enerco Distribuzione S.p.A.** ed **SGS S.r.l.** in Italgas Reti S.p.A., con effetti contabili e fiscali a partire dal 1 gennaio 2018.

Perfezionata in data 31 maggio 2018 l'**acquisizione da CPL Concordia di una quota di controllo del 98% del capitale in ciascuna di 6 società operanti nel Sud Italia** e titolari di concessioni per la costruzione e la gestione della rete gas in 16 Comuni, di cui 4 già in esercizio. Le società interessate sono Baranogas Reti, Ischia Reti Gas, Progas Metano, Grecanica Gas, Favaragas Reti e Siculianagas Reti. La valorizzazione complessiva degli asset oggetto dell'operazione è stata stabilita in 17 milioni di euro. L'investimento complessivo per la realizzazione delle reti ammonta a circa 95 milioni di euro, in parte finanziato da contributi pubblici. Ad oggi risultano già realizzati lavori per 32,5 milioni di euro al lordo dei contributi percepiti.

Perfezionata, in data 1 giugno 2018, la fusione per incorporazione di Acam Gas S.p.A. in Italgas Reti S.p.A., con effetti contabili e fiscali a partire dal 1 gennaio 2018.

Sottoscritto in data 22 giugno 2018 un accordo vincolante con CPL Concordia per l'acquisto di:

- una partecipazione di controllo, pari al 60%, di **EGN** ("European Gas Network"), società che gestisce direttamente e indirettamente circa 60.000 utenze e 37 concessioni di distribuzione gas in Sicilia, Calabria e Campania;
- del 100% della società **Naturgas**, gestore del servizio di distribuzione di gas metano a San Giuseppe Vesuviano (NA), con circa 2.700 utenze servite;
- del 100% di **Fontenergia**, concessionaria del servizio di distribuzione nel Bacino 22 della regione Sardegna, con oltre 7.000 utenze temporaneamente servite con GPL.

La valorizzazione complessiva delle società oggetto dell'accordo è stata stabilita in 116 milioni di euro. Gli accordi per l'acquisizione di EGN prevedono un'opzione put & call sulla residua partecipazione del 40% detenuta dal venditore, esercitabile a partire dal 6° mese dalla data del closing dell'operazione e al medesimo prezzo per azione definito al closing per il 60%, diminuito dell'ammontare dei dividendi distribuiti dalla società.

LA DIGITALIZZAZIONE DELLE RETI E DEI PROCESSI AZIENDALI

Nell'attuale contesto di crescita, la tecnologia digitale riveste un ruolo chiave come abilitatore delle strategie aziendali, fornendo strumenti per ottimizzare i processi e migliorare il servizio al cliente e al consumatore finale.

Come primo passo della trasformazione digitale, Italgas ha scelto il *Public Cloud* adottando il servizio di Infrastructure as a Service (IaaS) come soluzione infrastrutturale per la sua mappa applicativa.

Questo salto tecnologico permetterà non solo a Italgas di migliorare la gestione e l'affidabilità dei propri sistemi informatici, ma anche di gettare le fondamenta su cui si baserà la futura digitalizzazione dell'azienda.

Il progetto di migrazione degli applicativi è attualmente in corso e si prevede il *go live* entro il 2018.

In parallelo, Italgas ha intrapreso un percorso di semplificazione della mappa applicativa prevedendo di sostituire la maggior parte delle soluzioni *custom* ereditate, con piattaforme strategiche in formato Platform as a service (PaaS) o Software as a service (SaaS).

Questo permetterà a Italgas di avere accesso immediato a tutte le nuove tecnologie che i grandi IT *Vendor* mondiali già offrono e svilupperanno in futuro, creando la base tecnologica necessaria per la digitalizzazione dei processi aziendali.

OTTIMIZZAZIONE DELLA STRUTTURA DEL DEBITO

Il 30 gennaio 2018 Italgas ha concluso con successo la riapertura di euro 250 milioni dell'emissione obbligazionaria precedentemente effettuata il 18 settembre 2017 (500 milioni di euro, scadenza 18 gennaio 2029 e cedola pari all'1,625%). La performance sul mercato secondario dell'emissione originaria ha permesso di migliorare i termini della riapertura rispetto a tale emissione, con uno spread di 58 bps sul tasso *mid-swap* rispetto all'originario 72 bps.

Inoltre, nel mese di gennaio 2018 è stata perfezionata un'operazione in derivati del tipo "Interest Rate Swap" con scadenza 2024 mediante la quale è stato trasformato da tasso variabile a tasso fisso l'intero importo del finanziamento BEI "Gas Network Upgrade" da 360 milioni di euro.

PRINCIPALI DATI

Al fine di consentire una migliore valutazione dell'andamento della gestione economico - finanziaria, nella Relazione intermedia sulla gestione, in aggiunta agli schemi e agli indicatori convenzionali previsti dagli IAS/IFRS, sono presentati gli schemi di bilancio riclassificati e alcuni indicatori alternativi di *performance* tra i quali, in particolare, il margine operativo lordo (*EBITDA*), l'utile operativo (*EBIT*) e l'indebitamento finanziario netto. Le successive tabelle, le relative note esplicative e gli schemi di bilancio riclassificati, riportano la determinazione di tali grandezze. Per la definizione dei termini utilizzati, se non direttamente specificato, si fa rinvio al capitolo "Non - GAAP Measures".

PRINCIPALI DATI AZIONARI

		30.06.2017	30.06.2018
Numero di azioni del capitale sociale	(milioni)	809	809
Prezzo ufficiale per azione a fine periodo	(€)	4,457	4,720
Prezzo medio ufficiale per azione nel periodo ^(a)	(€)	3,969	4,820
Capitalizzazione di Borsa ^(b)	(milioni)	3.606	3.819

(a) Rettificato per i dividendi distribuiti.

(b) Prodotto del numero delle azioni in circolazione (numero puntuale) per il prezzo ufficiale per azione a fine periodo.

PRINCIPALI DATI ECONOMICI E PATRIMONIALI

(milioni di €) Esercizio 2017		Primo semestre 2017 2018	
1.124,2	Ricavi totali (*)	564,7	591,3
776,2	Margine operativo lordo (**)	390,2	424,2
417,9	Utile operativo (**)	204,1	223,0
292,8	Utile netto	139,6	150,7

(*) Al netto degli effetti dell'IFRIC 12 "Accordi per servizi in concessione" (203,3 e 223,3 milioni di euro nel primo semestre rispettivamente 2018 e 2017).

(**) Il margine operativo lordo e l'utile operativo non sono misure di risultato previste dagli IFRS. Per maggiori dettagli in merito a tali misure di performance si rimanda a quanto esposto nel successivo capitolo "Non - GAAP Measures".

(milioni di €)	31.12.2017	30.06.2018
Capitale investito netto a fine periodo	4.905,9	4.793,8
Patrimonio netto di Gruppo a fine periodo	1.185,6	1.165,3
Indebitamento finanziario netto a fine periodo (*)	3.720,3	3.591,3

(*) Il dato esclude i debiti per leasing ex FRS 16. Al riguardo si segnala che in data 13 gennaio 2016, lo IASB ha emesso il principio "IFRS 16 Leases", adottato dal Gruppo Italgas in via anticipata dal primo gennaio 2018. L'adozione del principio ha determinato l'iscrizione nelle passività finanziarie di Debiti per leasing pari a 37,2 milioni di euro al 30 giugno 2018.

PRINCIPALI DATI OPERATIVI

Esercizio 2017		Primo semestre 2017 2018		Var. ass.	Var. %
6.586	Contatori attivi (milioni)	6.538	6.625	0,087	1,3
1.500	Concessioni per la distribuzione di gas (numero)	1.472	1.601	129,0	8,8
57.773	Rete di distribuzione (chilometri) (a)	57.150	59.272	2.122	3,7
521,9	Investimenti tecnici	242,6	227,9	(14,7)	(6,1)

(a) Il dato fa riferimento ai chilometri di rete in gestione a Italgas.



Italgas e i mercati finanziari

Il titolo Italgas ha chiuso il primo semestre 2018 con un prezzo ufficiale di 4,7198 euro, in calo del 7,6% rispetto al prezzo ufficiale registrato alla fine del 2017 (5,1085 euro) al netto dello stacco del dividendo di 0,208 euro; il FTSE Mib si è invece apprezzato dell'1,1% nello stesso periodo.

In data 30 aprile 2018 il titolo ha comunque aggiornato i massimi dalla quotazione, con un prezzo ufficiale di 5,3459 euro.

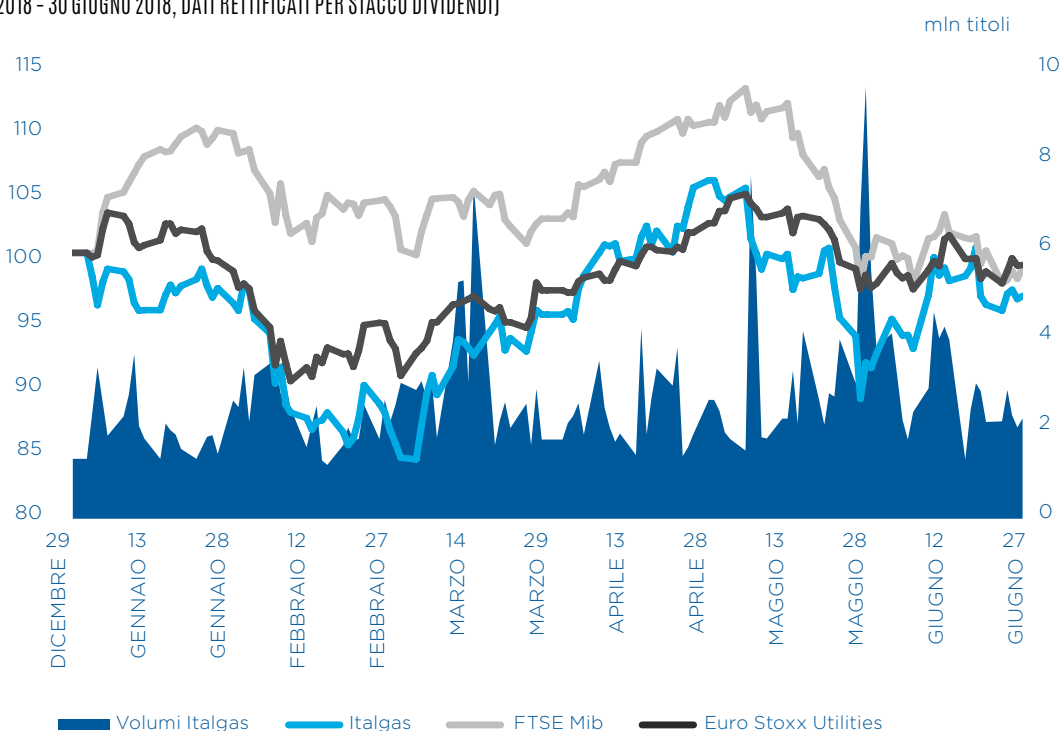
Nel corso del primo semestre 2018 il volume medio di scambi giornalieri del titolo Italgas sul mercato telematico della Borsa Italiana si è attestato a 2,7 milioni di azioni, con una maggior concentrazione di scambi in prossimità dell'annuncio dei risultati annuali 2017 e del Q1 2018, rispettivamente a metà marzo e inizio maggio, nonché tra fine maggio e fine giugno, in funzione dell'aumentata volatilità su tutto il listino italiano.

Seppur volatili, i mercati azionari eurozona hanno chiuso complessivamente invariati il primo semestre 2018.

L'indice azionario Euro Stoxx ha chiuso il primo semestre 2018 sostanzialmente stabile (+0,2%); stabili anche gli altri indici, con il CAC 40 di Parigi e il FTSE 100 di Londra in crescita rispettivamente del 2,8% e dell'1,6%.

Con un rialzo del 2,4% l'Euro Stoxx Utilities ha chiuso il primo semestre in marginale outperformance rispetto all'Euro Stoxx. I titoli degli operatori integrati hanno complessivamente sovraperformato i titoli degli operatori regolati mentre gli operatori regolati italiani hanno maggiormente risentito nei mesi di maggio e giugno di crescenti tensioni sullo spread sovrano.

**CONFRONTO DELLE QUOTAZIONI ITALGAS, FTSE MIB ED EURO STOXX UTILITIES
(1 GENNAIO 2018 - 30 GIUGNO 2018, DATI RETTIFICATI PER STACCO DIVIDENDI)**



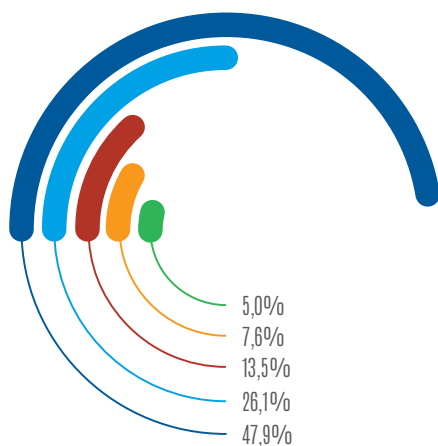
AZIONARIATO

Il capitale sociale della Società al 30 giugno 2018 risulta costituito da n. 809.135.502 azioni, prive di indicazione del valore nominale, a fronte di un controvalore complessivo pari a 1.001.231.518,44 euro.

Al 30 giugno 2018, sulla base delle risultanze del libro soci, delle informazioni disponibili e delle comunicazioni ricevute ai sensi dell'art 120 del Testo Unico della Finanza, sono di seguito rappresentati i soggetti detentori di partecipazioni rilevanti (quote superiori al 3%).

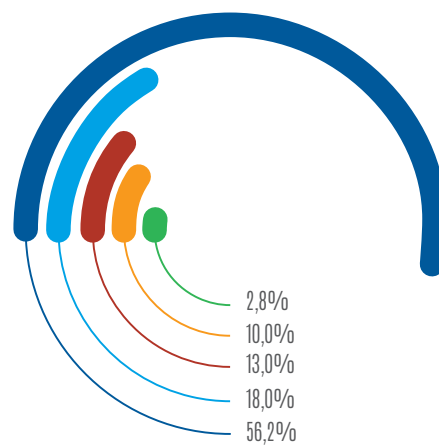
Impresa consolidante	Dichiaranti	% di possesso
Italgas S.p.A.	CDP Reti S.p.A. ¹	26,05
	Snam S.p.A.	13,50
	Lazard Asset Management Llc	7,57
	Romano Minozzi	4,99
	Altri azionisti	47,89

Azionariato Italgas per tipologia di investitore



● Investitori istituzionali ● Investitori retail
 ● CDP ● Minozzi
 ● Snam

Azionariato Italgas per area geografica



● Italia ● UK e Irlanda
 ● Usa e Canada ● Resto del Mondo
 ● Europa continentale

¹ In data 20 ottobre 2016 è stato stipulato un patto parasociale tra Snam, CDP Reti e CDP Gas, con efficacia dalla data di efficacia della scissione, in relazione a Italgas S.p.A. Con efficacia 1° maggio 2017, CDP Gas è stata fusa per incorporazione in CDP. Successivamente, in data 19 maggio 2017, CDP ha ceduto a CDP Reti, inter alia, la partecipazione detenuta in Italgas S.p.A., pari allo 0,969% del capitale sociale della medesima Italgas S.p.A.





Andamento operativo

INFRASTRUTTURE

Italgas è leader in Italia nel settore della distribuzione del gas naturale ed è il terzo operatore in Europa.

Il servizio di distribuzione consiste nel trasporto del gas, attraverso reti di gasdotti locali, dai punti di consegna presso le cabine di riduzione e misura interconnesse con le reti di trasporto ("city-gates") fino ai punti di riconsegna presso i clienti finali (famiglie, imprese, ecc.). Inoltre, Italgas svolge l'attività di misura, che consiste nella determinazione, rilevazione, messa a disposizione e archiviazione dei dati di misura del gas naturale prelevato sulle reti di distribuzione.

Le cabine di prelievo sono gli impianti che connettono le reti di distribuzione locali alla rete nazionale dei metanodotti. Si tratta di impianti complessi che assolvono a diverse funzioni, tra cui la misurazione della quantità di gas prelevato e una prima riduzione della pressione per consentirne l'instradamento verso la rete cittadina. Attualmente Italgas dispone di cabine di prelievo dotate di avanzati sistemi di telecontrollo e di telelettura. Il telecontrollo permette la massima tempestività di intervento in caso di anomalia; la telelettura consente la continua rilevazione di una serie di parametri relativi alla gestione dei flussi di gas nonché la rilevazione della misura del gas in ingresso nelle reti.

Gli impianti di riduzione della pressione sono dispositivi posti lungo la rete di distribuzione e hanno lo scopo di portare la pressione del gas al giusto livello in relazione al tipo di utilizzo.

INVESTIMENTI

Nel primo semestre 2018 sono stati effettuati investimenti tecnici per un ammontare pari a 227,9 milioni di euro (al lordo delle immobilizzazioni ex IFRS 16 incrementatesi nel periodo di 6,4 milioni di euro), in riduzione di 14,7 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo del 2017 (-6,1%).

(milioni di €) Esercizio 2017		Primo semestre		Var. ass.	Var. %
		2017	2018		
253,5	Distribuzione	111,1	112,8	1,7	1,5
216,3	Sviluppo e mantenimento Rete	94,1	102,3	8,2	8,7
36,8	Nuove reti	17,0	9,0	(8,0)	(47,1)
0,4	Digitalizzazione		1,5	1,5	
229,2	Misura	115,7	94,5	(21,2)	(18,3)
39,2	Altri investimenti	15,8	20,6	4,8	30,4
521,9		242,6	227,9	(14,7)	(6,1)

Gli **investimenti di distribuzione** (112,8 milioni di euro) hanno riguardato principalmente iniziative di sviluppo (estensioni e nuove reti) e il rinnovo di tratte di tubazioni, anche attraverso la sostituzione di tubazioni in ghisa.

Gli **investimenti di misura** (94,5 milioni di euro) si riferiscono essenzialmente al piano di sostituzione dei misuratori tradizionali con quelli elettronici nell'ambito del progetto della telelettura. La Società ha installato circa 850 mila nuovi misuratori nel semestre, di cui 770 mila in sostituzione di misuratori tradizionali. La variazione in diminuzione degli investimenti di misura è essenzialmente legata alla riduzione del costo unitario per l'installazione dei misuratori.

Gli **altri investimenti** (20,6 milioni di euro) riguardano principalmente investimenti immobiliari e informatici.

REGOLAZIONE

Italgas è soggetta a regolazione da parte dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Acqua (di seguito anche Autorità o ARERA), che definisce sia le modalità di svolgimento del servizio sia le tariffe di distribuzione e misura.

L'attività di distribuzione gas è stata tradizionalmente svolta in regime di concessione tramite affidamento del servizio su base comunale. Nel 2011 sono stati adottati quattro decreti ministeriali di riforma della normativa che regola il settore. In particolare, con un apposito decreto sono stati istituiti 177 ambiti territoriali minimi (ATEM) in base ai quali dovranno essere assegnate le nuove concessioni.

Il servizio di distribuzione del gas è effettuato trasportando il gas per conto delle società di vendita autorizzate alla commercializzazione nei confronti dei clienti finali.

Il rapporto tra le società di distribuzione e le società di vendita è regolato da un apposito documento, definito "Codice di Rete", nel quale sono precisate le prestazioni svolte dal distributore, suddivise fra quelle principali (servizio di distribuzione del gas; gestione tecnica dell'impianto distributivo) e accessorie (esecuzione di nuovi impianti; attivazione, disattivazione, sospensione e riattivazione della fornitura ai clienti finali; verifica del gruppo di misura su richiesta dei clienti finali, ecc.).

TERRITORI COMUNALI IN CONCESSIONE E GARE PER AMBITO TERRITORIALE²

Nel mese di gennaio 2018 Italgas ha perfezionato le acquisizioni dei Rami d'azienda distribuzione gas di due Società operanti nel Mezzogiorno: Amalfitana Gas e AEnergia Reti. A fronte dell'acquisizione di tali rami d'azienda Italgas ha acquisito le concessioni di 13 Comuni situati in Campania, Basilicata e Sicilia.

² Per maggiori informazioni in merito alla regolazione afferente gli affidamenti del servizio di distribuzione gas e relativi bandi di gara d'ambito si veda lo specifico paragrafo del capitolo "Quadro normativo e regolatorio".

Inoltre, nel corso del primo semestre 2018, Italgas ha acquisito le società Ichnusa Gas³, Me-dea⁴, Grecanica Gas e Progas Metano per un totale di 17 Comuni in concessione.

Al 30 giugno 2018 Italgas è pertanto concessionaria del servizio di distribuzione gas in 1.601 Comuni (1.500 al 31 dicembre 2017), di cui 1.512 in esercizio (1.484 al 31 dicembre 2017).

Nella carta geografica è rappresentata la presenza in Italia del Gruppo Italgas.



Per effetto del quadro normativo che prevede l'affidamento del servizio di distribuzione gas con gare per ambito territoriale (e non per singolo comune), al 30 giugno 2018 risultano pubblicati 21 bandi di gara per 22 Ambiti (di cui quattro sospesi dalle Stazioni appaltanti, due annullati dai TAR, uno con termini di presentazione delle offerte già scaduti, ma ancora oggetto di contenzioso, altri due con termini di presentazione delle offerte scaduti e in corso di aggiudicazione, altri sette prorogati rispetto ai termini iniziali e due revocati).

³ Società attiva nella distribuzione e vendita GPL.

⁴ Società attiva nella distribuzione e vendita aria propanata.

Riguardo al bando di gara per l'assegnazione dell'Atem Torino 2 (circa 190 mila punti di riconsegna in 48 comuni nell'area limitrofa al capoluogo piemontese), l'unica offerta presentata e ammessa in quanto corrispondente ai requisiti previsti dal bando di gara risulta essere stata quella di Italgas. Al 30 giugno 2018 si è in attesa del giudizio di congruità dell'offerta presentata.

In merito al bando di gara per l'assegnazione dell'Atem di Belluno (circa 45 mila punti di riconsegna in 74 Comuni), per il quale avevano presentato offerta, oltre a Italgas, 2i Rete Gas, Ascopiave ed Erogasmet, sono tuttora pendenti due ricorsi proposti da Erogasmet al TAR Veneto in un caso e in appello al Consiglio di Stato nell'altro; per gli stessi sono previste le udienze pubbliche, rispettivamente, del 18 luglio 2018 e 18 ottobre 2018. In attesa del giudizio di merito, l'iter di valutazione delle offerte è stato sospeso.

GAS DISTRIBUITO

Al 30 giugno 2018 Italgas ha distribuito 4.590 milioni di metri cubi di gas (4.260 al 30 giugno 2017) per conto di 293 società di commercializzazione.

RETE DI DISTRIBUZIONE

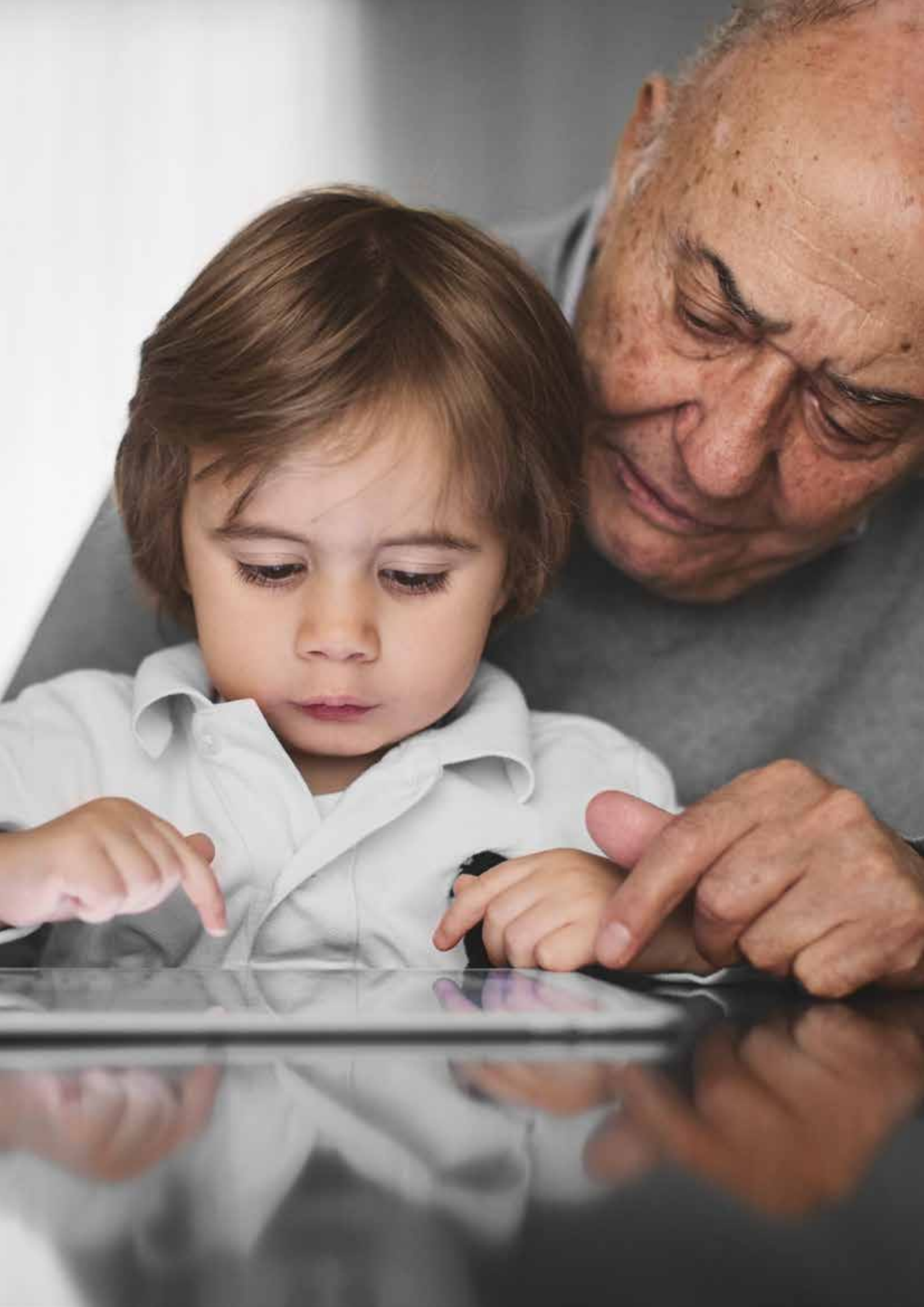
La rete di distribuzione gas al 30 giugno 2018 si estende per 59.272 chilometri (57.773 chilometri al 31 dicembre 2017), con un incremento di 1.499 chilometri rispetto al 31 dicembre 2017. Considerando anche le società collegate la rete di distribuzione si estende per 67.682 chilometri.

CONTATORI

Al 30 giugno 2018 i contatori attivi presso i punti di riconsegna (PdR) ammontano a 6,625 milioni (6,586 al 31 dicembre 2017). Considerando anche le società collegate i contatori attivi ammontano a circa 7,478 milioni.

La normativa in materia di telelettura dei contatori (Delibera n. 631/2013/R/gas e s.m.i.) definisce gli obiettivi degli operatori, differenziati per calibro, di messa in servizio dei contatori elettronici. Tali obiettivi sono stati modificati più volte nel corso del tempo e prevedono entro il 2018 la sostituzione del 50% dei misuratori di calibro G4 - G6. Al 30 giugno 2018 Italgas ha pressoché raggiunto gli obiettivi indicati dal regolatore per l'intero 2018.





Commento ai risultati economico - finanziari

CONTO ECONOMICO RICLASSIFICATO

(milioni di €) Esercizio 2017		Primo semestre 2017		Primo semestre 2018		Var. ass.	Var. %
1.096,8	Ricavi regolati distribuzione gas	554,7	577,3	22,6	4,1		
27,4	Ricavi diversi	10,0	14,0	4,0	40,0		
1.124,2	Ricavi totali (*)	564,7	591,3	26,6	4,7		
(348,0)	Costi operativi (**)	(174,5)	(167,1)	7,4	(4,2)		
776,2	Margine operativo lordo (EBITDA)	390,2	424,2	34	8,7		
(358,3)	Ammortamenti e svalutazioni	(186,1)	(201,2)	(15,1)	8,1		
417,9	Utile operativo (EBIT)	204,1	223,0	18,9	9,3		
(36,2)	Oneri finanziari netti	(18,5)	(23,7)	(5,2)	28,1		
23,0	Proventi netti su partecipazioni	10,6	9,7	(0,9)	(8,5)		
404,7	Utile prima delle imposte	196,2	209,0	12,8	6,5		
(11,9)	Imposte sul reddito	(56,6)	(58,3)	(1,7)	3,0		
392,8	Utile netto (**)	139,6	150,7	11,1	8,0		

(*) Al netto degli effetti dell'IFRIC 12 "Accordi per servizi in concessione" (203,3 e 223,3 milioni di euro rispettivamente nel primo semestre 2018 e 2017).

(**) L'utile netto è di competenza di Italgas.

L'**utile netto** conseguito nel primo semestre 2018 ammonta a 150,7 milioni di euro, in aumento di 11,1 milioni di euro, pari all'8%, rispetto al primo semestre 2017. L'aumento è dovuto principalmente all'incremento dell'utile operativo (18,9 milioni di euro; +9,3%), parzialmente compensato dai maggiori oneri finanziari netti (-5,2 milioni di euro; 28,1%) e dalle maggiori imposte del periodo (-1,7 milioni di euro), connesse all'incremento del risultato lordo del periodo.

ANALISI DELLE VOCI DEL CONTO ECONOMICO

RICAVI TOTALI

(milioni di €) Esercizio 2017		Primo semestre		Var. ass.	Var. %
		2017	2018		
996,9	Ricavi di vettoriamento	498,7	502,2	3,5	0,7
99,9	Altri ricavi regolati distribuzione gas	56,0	75,1	19,1	34,1
1.096,8	Totale ricavi regolati distribuzione gas	554,7	577,3	22,6	4,1
27,4	Ricavi diversi	10,0	14,0	4,0	40,0
1.124,2	Ricavi totali	564,7	591,3	26,6	4,71

I **ricavi totali** del primo semestre 2018 ammontano a 591,3 milioni di euro, in aumento di 26,6 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'anno precedente, e si riferiscono ai ricavi regolati distribuzione gas (577,3 milioni di euro, +22,6 milioni di euro nel semestre, +4,1%) e a ricavi diversi (14,0 milioni di euro, +4,0 milioni di euro nel semestre, +40,0%). L'incremento dei ricavi regolati distribuzione gas ammonta a 22,6 milioni di euro e deriva da: (i) maggiori ricavi di vettoriamento (+3,5 milioni di euro nel semestre) e (ii) maggiori altri ricavi regolati distribuzione gas (+19,1 milioni di euro nel semestre).

I maggiori ricavi di vettoriamento, pari a 3,5 milioni di euro, derivano (i) per 5,2 milioni dall'incremento del vincolo dei ricavi per i nuovi investimenti e per l'accelerazione del piano di metanizzazione del mezzogiorno attuato nel secondo semestre del 2017 (ii) dalla variazione del campo di consolidamento per +4,3 milioni di euro compensati da conguagli tariffari negativi relativi ad anni precedenti per -6 milioni di euro. Gli **altri ricavi regolati distribuzione gas** includono prestazioni accessorie di rete e altri ricavi regolati per 28,1 milioni di euro nonché per 47 milioni di euro il contributo ex art. 57 della Delibera ARERA n. 367/14, relativo alla sostituzione di misuratori tradizionali con quelli elettronici (smart meter). Tale contributo è relativo alla quota di competenza del riconoscimento tariffario per il piano di sostituzione dei contatori tradizionali determinato prevedendo di completare la sostituzione dell'intero parco contatori entro il primo semestre del 2020. Al riguardo si segnala che Italgas ha presoché conseguito nel primo semestre 2018 gli obblighi di sostituzione fissati dall'Autorità (50% del parco contatori di calibro G4 e G6 entro la fine del corrente anno).

I **ricavi diversi** del primo semestre 2018 ammontano a 14,0 milioni di euro, in aumento di 4,0 milioni di euro e si riferiscono principalmente alla variazione del perimetro di consolidamento (+2,5 milioni di euro).

COSTI OPERATIVI

(milioni di €) Esercizio 2017		Primo semestre		Var. ass.	Var. %
		2017	2018		
267,2	Costi fissi	130,8	126,7	(4,1)	(3)
139,1	- costo lavoro netto	64,5	71,9	7,4	11,5
128,1	- costi esterni netti	66,3	54,8	(11,5)	(17,3)
3,4	Costi variabili	2,7	2,7		
13,9	Altri costi	6,8	5,6	(1,2)	(17,6)
0,1	TEE	2,2	(2,7)	(4,9)	
53,2	Oneri connessi alla concessioni	26,1	26,5	0,4	1,5
337,8	Totale costi regolati distribuzione gas	168,6	158,8	(9,8)	(5,8)
10,2	Costi diversi	5,9	8,3	2,4	40,7
1,6	- costo lavoro netto	1,1	1,4	0,3	27,3
8,6	- costi esterni netti	4,8	6,9	2,1	43,8
348,0	Costi operativi	174,5	167,1	(7,4)	(4,2)
5,0	- Special items				
343,0	Costi operativi adjusted	174,5	167,1	(7,4)	(4,2)

I **costi fissi**, costituiti dalla somma del costo del personale e dai costi esterni di natura ricorrente, al 30 giugno 2018 ammontano a 126,7 milioni di euro, in riduzione di 4,1 milioni di euro rispetto al primo semestre 2017 (130,8 milioni di euro, -3,1%) per effetto principalmente dei minori costi esterni connessi al contratto di servizio con Snam parzialmente compensati dall'aumento del costo lavoro per l'internalizzazione di attività tecniche e di staff e alla minor quota attribuita agli investimenti.

La voce **TEE** beneficia di 1,1 milioni di euro, derivante dal contributo costituito dai margini delle attività svolte dalla Seaside nella gestione del proprio portafoglio titoli.

Gli **altri costi** sono pari a 5,6 milioni di euro, la riduzione di 1,2 milioni di euro rispetto al periodo precedente deriva essenzialmente dai minori accantonamenti netti ai fondi rischi e spese future (-1 milione di euro).

I **costi diversi** (8,3 milioni di euro) aumentano di 2,4 milioni di euro principalmente per effetto della variazione dell'area di consolidamento relativa alle nuove società acquisite operanti in attività diverse dalla distribuzione gas naturale (Ichnusa Gas, Seaside e Medea).

AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI

(milioni di €) Esercizio 2017		Primo semestre			
		2017	2018	Var. ass.	Var. %
352,0	Ammortamenti	183,9	200,5	16,6	9,0
295,2	Attività immateriali IFRIC 12	156,1	169,5	13,4	8,6
118,2	- di cui strumenti di misura	59,8	77,9	18,1	30,3
40,5	Altre attività immateriali	20,1	18,0	(2,1)	(10,4)
16,3	Immobili impianti e macchinari	7,7	13,0	5,3	68,8
	- di cui ammortamenti relativi a Diritti d'uso		3,4	3,4	
6,3	Svalutazioni	2,2	0,7	(1,5)	(68,2)
358,3		186,1	201,2	15,1	8,1

Gli **ammortamenti e svalutazioni** (201,2 milioni di euro) aumentano di 15,1 milioni di euro, pari all'8,1%, rispetto al primo semestre 2017. L'aumento è dovuto principalmente ai maggiori ammortamenti (i) conseguenti alla riduzione della vita utile dei misuratori tradizionali (10,1 milioni di euro), soggetti al piano di sostituzione con quelli elettronici (smart meter), nell'ambito del piano di realizzazione della telelettura, e (ii) all'applicazione dell'IFRS 16 in relazione ai Beni in leasing (3,4 milioni di euro). La Società, inoltre, a seguito della sentenza del Consiglio di Stato n. 4104/2018⁵ che ha stabilito che il Comune di Venezia avrebbe già acquisito, a titolo di devoluzione gratuita, la proprietà di una porzione di rete relativa alla concessione, ha provveduto ad accelerare il relativo ammortamento per un valore, nel periodo, pari a 3 milioni di euro.

L'incremento degli ammortamenti relativo agli strumenti di misura recepisce l'effetto dell'aggiornamento del piano di installazione dei contatori teleletti che prevede di completare la sostituzione dell'intero parco di contatori tradizionali nel corso dei primi mesi del 2020.

⁵ Maggiori informazioni in merito alla sentenza del Consiglio di Stato n. 4104/2018 sono fornite nel paragrafo "Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del semestre" della presente Relazione.

ONERI FINANZIARI NETTI

(milioni di €) Esercizio 2017		Primo semestre		Var. ass.	Var. %
		2017	2018		
36,0	Oneri (proventi) su debiti finanziari a breve e a lungo termine	17,2	22,4	5,2	30,2
0,3	Altri oneri (proventi) finanziari netti	1,3	1,3		
1,8	- Oneri (proventi) finanziari connessi all'attualizzazione dei fondi ambientali e per benefici ai dipendenti	1,0	1,4	0,4	40,0
(1,5)	- Altri oneri (proventi) finanziari netti	0,3	(0,1)	0,4	
(0,1)	Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale				
36,2	Oneri finanziari netti	18,5	23,7	5,2	28,1

Gli oneri finanziari netti del primo semestre 2018 (23,7 milioni di euro) aumentano di 5,2 milioni di euro rispetto al primo semestre 2017.

I proventi netti su partecipazioni, pari a 9,7 milioni di euro, riguardano le quote di competenza dei risultati netti di periodo delle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto e si riferiscono in particolare a Toscana Energia.

IMPOSTE SUL REDDITO

(milioni di €) Esercizio 2017		Primo semestre		Var. ass.	Var. %
		2017	2018		
131,5	Imposte correnti	93,1	69,8	(23,3)	(25,0)
(34,3)	Imposte differite	(22,9)	(2,9)	20,0	(87,3)
14,7	Imposte anticipate	(13,6)	(8,6)	5,0	(36,8)
(19,6)	(Imposte anticipate) differite	(36,5)	(11,5)	25,0	(68,5)
111,9	Imposte sul reddito	56,6	58,3	1,7	3,0
1,4	- Rettifiche per special item				
113,3	Imposte sul reddito adjusted	56,6	58,3	1,7	3,0
27,7	Tax rate (%)	28,8	27,9		
27,7	Tax rate adjusted (%)	28,8	27,9		

Le Imposte sul reddito del primo semestre 2018 (58,3 milioni di euro) aumentano di 1,7 milioni di euro rispetto al primo semestre dell'anno precedente per effetto essenzialmente dell'aumento del risultato lordo.

Il tax rate si attesta al 27,9% (28,8% nel primo semestre 2017).

SITUAZIONE PATRIMONIALE-FINANZIARIA RICLASSIFICATA

Lo schema della situazione patrimoniale-finanziaria riclassificata aggrega i valori attivi e passivi dello schema obbligatorio pubblicato nella Relazione finanziaria semestrale secondo il criterio della funzionalità alla gestione dell'impresa, suddivisa convenzionalmente nelle tre funzioni fondamentali: l'investimento, l'esercizio e il finanziamento.

Lo schema proposto rappresenta un'utile informativa per l'investitore perché consente di individuare le fonti di risorse finanziarie (mezzi propri e di terzi) e gli impieghi di risorse finanziarie nel capitale immobilizzato e in quello di esercizio.

SITUAZIONE PATRIMONIALE-FINANZIARIA

La situazione patrimoniale-finanziaria riclassificata di Italgas al 30 giugno 2018, raffrontata con quella al 31 dicembre 2017, è di seguito sintetizzata:

(milioni di €)	31.12.2017	30.06.2018	Var. ass.
Capitale immobilizzato	4.950,9	5.119,3	168,4
Immobili, impianti e macchinari	224,6	256,9	32,3
Attività immateriali	4.676,6	4.786,0	109,4
Partecipazioni	184,9	181,0	(3,9)
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	0,1	0,1	
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(135,3)	(104,7)	30,6
Capitale di esercizio netto	71,1	(210,0)	(281,1)
Fondi per benefici ai dipendenti	(116,1)	(115,5)	0,6
CAPITALE INVESTITO NETTO	4.905,9	4.793,8	(112,1)
Patrimonio netto (compresi gli interessi di terzi azionisti)			
- di competenza degli azionisti Italgas	1.185,6	1.165,2	(20,4)
- di competenza di terzi azionisti		0,1	0,1
Debiti finanziari netti	3.720,3	3.591,3	(129,0)
Debiti finanziari per leasing operativi ex IFRS 16		37,2	37,2
COPERTURE	4.905,9	4.793,8	(112,1)

Il **Capitale investito netto** al 30 giugno 2018 ammonta a 4.793,8 milioni di euro ed è composto dalle voci di seguito commentate.

Il **Capitale immobilizzato** (5.119,3 milioni di euro) aumenta di 168,4 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2017 per effetto essenzialmente dell'incremento delle attività immateriali (+109,4 milioni di euro), della riduzione dei debiti netti relativi all'attività d'investimento (+30,6 milioni di euro) e dell'aumento degli immobili, impianti e macchinari (+32,3 milioni di euro).

Le **Immobilizzazioni materiali e immateriali** ammontano a 5.042,9 milioni di euro. Le attività immateriali comprendono i servizi in concessione contabilizzati ai sensi dell'IFRIC 12 alla voce attività immateriali (4.668,1 milioni di euro). Le immobilizzazioni materiali riguardano prevalentemente fabbricati (173,4 milioni di euro), attrezzature industriali e commerciali (29,6 milioni di euro) e i beni in locazione ex IFRS 16 (36,3 milioni di euro, in prevalenza fabbricati e automezzi in leasing).

L'analisi della variazione degli **Immobili, impianti e macchinari** e delle **Attività immateriali** è la seguente:

(milioni di €)	Immobili, impianti e macchinari	Attività IFRIC 12	Attività immateriali	Totale
Saldo al 31 dicembre 2017	224,6	4.569,0	107,6	4.901,2
Diritti d'uso all' 1.1.2018 ex IFRS 16	32,8			32,8
Investimenti	11,3	203,5	13,1	227,9
Ammortamenti e svalutazioni	(13,0)	(170,2)	(18,0)	(201,2)
- di cui strumenti di misura		(77,9)		(77,9)
- di cui ammortamenti ex IFRS 16	(3,4)			(3,4)
Variazione dell'area di consolidamento	1,9	77,5	15,2	94,6
Contributi		(12,5)		(12,5)
Altre variazioni	(0,7)	0,8		0,1
Saldo al 30 giugno 2018	256,9	4.668,1	117,9	5.042,9

Gli investimenti del primo semestre 2018, pari a 227,9 milioni di euro, riguardano in particolare la sostituzione dei misuratori e la posa/sostituzione delle reti gas e comprendono gli incrementi del periodo relativi ai beni in leasing ex IFRS 16, pari a 6,4 milioni di euro.

La voce **Partecipazioni** (181 milioni di euro) accoglie la valutazione delle partecipazioni con il metodo del patrimonio netto ed è riferita a Toscana Energia (178,7 milioni di euro), Umbria Distribuzione Gas (1,3 milioni di euro) e Metano Sant'Angelo Lodigiano (1 milione di euro).

Il **Capitale di esercizio netto** consolidato al 30 giugno 2018 ammonta a 210,0 milioni di euro ed è così composto:

(milioni di €)	31.12.2017	30.06.2018	Var. ass.
Crediti commerciali	406,5	190,0	(216,5)
Rimanenze	22,4	30,8	8,4
Crediti tributari	45,2	50,6	5,4
Ratei e risconti da attività regolate	78,5	125,7	47,2
Altre attività	197,3	129,1	(68,2)
Debiti commerciali	(184,1)	(216,8)	(32,7)
Fondi per rischi e oneri	(208,3)	(203,2)	5,1
Passività per imposte differite	(94,8)	(82,9)	11,9
Debiti tributari netti	(15,9)	(88,0)	(72,1)
Altre passività	(175,7)	(141,0)	34,7
Attività (passività) per strumenti derivati		(4,3)	(4,3)
	71,1	(210,0)	(281,1)

Rispetto al 31 dicembre 2017 la variazione di -281,1 milioni di euro del capitale d'esercizio, deriva principalmente da: (i) la riduzione dei crediti commerciali (-216,5 milioni di euro) connessi in particolare agli effetti della stagionalità dei volumi trasportati per conto delle società di vendita; (ii) l'incremento dei debiti commerciali 32,7 milioni di euro, in particolare verso fornitori; (iii) la diminuzione delle altre attività d'esercizio (-68,2 milioni di euro) derivante principalmente dai minori crediti verso la CSEA connessi ai Titoli di Efficienza Energetica; (iv) l'incremento dei ratei e risconti da attività regolate (+47,2 milioni di euro) connesso al riconoscimento tariffario stimato in coerenza con la regolazione vigente in relazione al piano di sostituzione dei misuratori tradizionali con quelli elettronici; (v) maggiori altre passività di esercizio (+34,7 milioni di euro) conseguenti principalmente ai minori debiti netti verso la CSEA relativi a componenti aggiuntive del vettoriamento (vi) maggiori rimanenze di magazzino (+8,4 milioni di euro), (vii) minori fondi per rischi e oneri (5,1 milioni di euro), (viii) minor saldo delle partite tributarie (-54,8 milioni di euro); (ix) maggiori passività per strumenti derivati (-4,3 milioni di euro) riguardanti un Interest Rate Swap stipulato a copertura di un mutuo BEI a tasso variabile.

Si segnala che la Società ha finalizzato con controparti finanziarie operazioni di cessione pro soluto di alcuni crediti vantati dalla Società stessa. In particolare sono state perfezionate operazioni per la cessione di crediti connessi a: i) certificati bianchi per un importo pari a 253,1 milioni di euro; ii) crediti commerciali relativi al vettoriamento, in scadenza il 2 luglio 2018, pari a complessivi 75,9 milioni di euro e (iii) crediti fiscali pari a 20,0 milioni di euro.

L'**indebitamento finanziario netto** ammonta al 30 giugno 2018 a 3.591,3 milioni di euro, in riduzione di 129 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2017. Includendo gli effetti derivanti dall'applicazione dell'IFRS 16, pari a 37,2 milioni di euro, l'indebitamento finanziario netto si attesta a 3.628,5 milioni di euro.

(milioni di €)	31.12.2017	30.06.2018	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	3.723,2	3.680,8	(42,4)
Debiti finanziari a breve termine (*)	106,1	15,5	(90,6)
Debiti finanziari a lungo termine	3.617,1	3.665,3	48,2
Crediti finanziari e disponibilità liquide ed equivalenti	(2,9)	(89,5)	(86,6)
Disponibilità liquide ed equivalenti	(2,8)	(89,4)	(86,6)
Titoli non strumentali all'attività operativa	(0,1)	(0,1)	
Indebitamento finanziario netto	3.720,3	3.591,3	(129,0)
Debiti finanziari per leasing ex IFRS 16		37,2	37,2
Indebitamento finanziario netto (inclusi effetti ex IFRS 16)	3.720,3	3.628,5	(91,8)

(*) Includono la quota a breve termine dei debiti finanziari a lungo termine.

I debiti finanziari e obbligazionari al 30 giugno 2018, pari a 3.680,8 milioni di euro (3.723,2 milioni di euro al 31 dicembre 2017), sono denominati in euro e si riferiscono principalmente a prestiti obbligazionari (2.893,5 milioni di euro) e a contratti di finanziamento su provvista della Banca Europea per gli Investimenti/BEI (783,7 milioni di euro). La riduzione dei debiti finanziari e obbligazionari, pari a 42,4 milioni di euro, è attribuibile alla riduzione dei debiti finanziari a breve termine (90,6 milioni di euro, di cui 76,1 milioni di euro per minori utilizzi di linee di credito uncommitted), in parte compensata dall'aumento dei debiti finanziari a lungo termine (48,2 milioni di euro). La variazione dei debiti finanziari a lungo termine è attribuibile essenzialmente alla riapertura, realizzata in data 30 gennaio 2018, dell'emissione obbligazionaria originariamente effettuata il 18 settembre 2017 (500 milioni di euro, scadenza 18 gennaio 2029 e cedola pari all'1,625%) per un importo nominale di 250 milioni di euro e al rimborso rispetto all'originaria scadenza di ottobre 2019 di un finanziamento di tipo Term Loan per un ammontare pari a 200 milioni di euro.

Al 30 giugno 2018 la composizione del debito per tipologia di tasso d'interesse, al netto dei debiti per leasing ex IFRS 16, è la seguente:

(milioni di €)	31.12.2017	%	30.06.2018	%
Tasso fisso	2.651,9	71,2	3.253,5	88,4
Tasso variabile	1.071,3	28,8	427,3	11,6
Indebitamento finanziario lordo	3.723,2	100,0	3.680,8	100,0

Le passività finanziarie a tasso fisso ammontano a 3.253,5 milioni di euro e si riferiscono a prestiti obbligazionari (2.893,5 milioni di euro) e a un finanziamento BEI con scadenza 2037 (360 milioni di euro), perfezionato in data 19 dicembre 2017 e convertito in tasso fisso nel mese di gennaio 2018 attraverso un contratto derivato di copertura del tipo "Interest Rate Swap", scadenza 2024.

Le passività finanziarie a tasso fisso aumentano di 601,6 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2017 per effetto principalmente dell'operazione di Interest Rate Swap sopraccitata e della menzionata riapertura dell'emissione obbligazionaria per un importo nominale di 250 milioni di euro.

Le passività a tasso variabile ammontano a 427,3 milioni di euro e si riducono di 644,0 milioni di euro essenzialmente in conseguenza delle sovraccitate operazioni.

Alla data del 30 giugno 2018 Italgas dispone di linee di credito a lungo termine committed non utilizzate per un importo pari a 1,1 miliardi di euro.

Al 30 giugno 2018 non sono presenti contratti di finanziamento contenenti covenant finanziari e/o assistiti da garanzie reali. Alcuni di tali contratti prevedono, inter alia, il rispetto di: (i) impegni di negative pledge ai sensi dei quali Italgas e le società controllate sono soggette a limitazioni in merito alla creazione di diritti reali di garanzia o altri vincoli su tutti o parte dei rispettivi beni, azioni o su merci; (ii) clausole pari passu e change of control; (iii) limitazioni ad alcune operazioni straordinarie che la società e le sue controllate possono effettuare. Al 30 giugno 2018 tali impegni risultano rispettati.

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

Lo schema del rendiconto finanziario riclassificato sottoriportato è la sintesi dello schema legale del rendiconto finanziario obbligatorio. Il rendiconto finanziario riclassificato consente il collegamento tra la variazione delle disponibilità liquide tra inizio e fine periodo e la variazione dell'indebitamento finanziario netto tra inizio e fine periodo. La misura che consente il raccordo tra i due rendiconti è il "free cash flow"⁶ cioè l'avanzo o il deficit di cassa che residua dopo il finanziamento degli investimenti.

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

(milioni di €) Esercizio 2017		Primo semestre 2017 2018	
292,8	Utile netto	139,6	150,7
<i>A rettifica:</i>			
335,3	- Ammortamenti ed altri componenti non monetari	175,5	197,6
4,1	- Minusvalenze (plusvalenze) da valutazione partecipazioni	1,6	(9,7)
141,5	- Interessi e imposte sul reddito	69,4	77,8
(105,7)	Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione	(18,4)	221,1
(118,6)	Dividendi, interessi e imposte sul reddito incassati (pagati)	(39,5)	(5,2)
549,4	Flusso di cassa netto da attività operativa	328,2	632,3
(493,3)	Investimenti tecnici	(228,8)	(209,0)
22,4	Disinvestimenti		
30,7	Altre variazioni relative all'attività di investimento	(1,4)	(29,9)
109,2	Free cash flow prima di operazioni di Merger and Acquisition	98,1	393,4
(38,7)	Imprese entrate nell'area di consolidamento	(1,1)	(72,3)
	Acquisizione rami d'azienda		(23,8)
70,5	Free cash flow	97,0	297,3
92,6	Variazione dei debiti finanziari a breve e a lungo	65,3	(42,4)
(161,8)	Flusso di cassa del capitale proprio	(161,8)	(168,3)
1,3	Flusso di cassa netto del periodo	0,5	86,7

6 Il *free cash flow* chiude alternativamente: (i) sulla variazione di cassa di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi di cassa relativi ai debiti/attivi finanziari (accensioni/rimborsi di crediti/debiti finanziari) e al capitale proprio (pagamento di dividendi/apporti di capitale); (ii) sulla variazione dell'indebitamento finanziario netto di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi di indebitamento relativi al capitale proprio (pagamento di dividendi/apporti di capitale).

VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

(milioni di €) Esercizio 2017		Primo semestre 2017 2018	
109,2	Free cash flow prima di operazioni di Merger and Acquisition	98,1	393,4
(50,3)	Variazione per acquisizioni di partecipazioni e rami aziendali	(1,1)	(96,1)
(161,8)	Flusso di cassa del capitale proprio	(161,8)	(168,3)
(102,9)	Variazione indebitamento finanziario netto esclusi i debiti per leasing ex IFRS 16	(64,8)	129,0
	Variazione debiti finanziari ex IFRS 16		(37,2)
(102,9)	Variazione indebitamento finanziario netto	(64,8)	91,8

Il Flusso di cassa netto da attività operativa del primo semestre 2018 è pari a 632,3 milioni di euro e ha consentito di finanziare integralmente il flusso derivante dagli investimenti al netto dei contributi e della variazione dei relativi debiti, pari a 238,9 milioni di euro, generando un free cash flow prima delle operazioni di M&A di 393,4 milioni di euro. Le operazioni di M&A, oltre alle acquisizioni societarie e di rami aziendali del periodo, includono la corresponsione a Eni di 7,5 milioni di euro a titolo di *earn-out* a seguito della finalizzazione dell'operazione di cessione a Eni stessa del complesso immobiliare Ostiense. Il decremento dell'indebitamento finanziario netto è stato pari a 129 milioni di euro, al lordo dell'effetto derivante dalla variazione connessa all'adozione dell'IFRS 16 relativi ai debiti per leasing (-37,2 milioni di euro).



IG
Italgas
1888

Non - GAAP Measures

INDICATORI ALTERNATIVI DI PERFORMANCE

In data 5 ottobre 2015, l'ESMA (*European Security and Markets Authority*) ha pubblicato i propri orientamenti (ESMA/2015/1415) in merito ai criteri per la presentazione degli indicatori alternativi di *performance* (IAP), che sostituiscono a partire dal 3 luglio 2016, le raccomandazioni del CESR/05-178b. L'informativa finanziaria NON-GAAP deve essere considerata come complementare e non sostituisce le informazioni redatte secondo gli IAS - IFRS.

Si riportano di seguito gli indicatori alternativi di performance adottati nel presente bilancio.

PRINCIPALI INDICATORI ALTERNATIVI DI PERFORMANCE

Indicatori alternativi di performance economica	Descrizione
Ricavi regolati Distribuzione gas	Indicatore della performance operativa, rappresentano i ricavi derivanti dalle attività regolate di distribuzione gas, calcolati sottraendo ai ricavi della gestione caratteristica e agli altri ricavi e proventi, i ricavi per costruzione e potenziamento delle infrastrutture iscritti ai sensi dell'IFRIC 12, le penalità da riconoscere all'Autorità e altre componenti riportate nello schema di riconduzione del conto economico riclassificato al conto economico civilistico.
Margine Operativo Lordo - EBITDA	Indicatore della performance operativa, calcolato sottraendo ai ricavi i costi operativi.
EBITDA <i>adjusted</i>	Indicatore della performance operativa, calcolato sottraendo all'EBITDA le componenti reddituali classificate quali special item (come definiti al capitolo "Commento ai risultati economico - finanziari" della presente Relazione).
Risultato operativo - EBIT	Indicatore della performance operativa, calcolato sottraendo ai ricavi i costi operativi, gli ammortamenti e le svalutazioni.
EBIT <i>adjusted</i>	Indicatore della performance operativa, calcolato sottraendo all'EBIT le componenti reddituali classificate quali special item (come definiti al capitolo "Commento ai risultati economico - finanziari" della presente Relazione).

Indicatori alternativi di performance patrimoniale	Descrizione
Capitale di esercizio netto	Rappresenta un indicatore patrimoniale che esprime il capitale impiegato in attività e passività a breve non finanziarie ed è un indicatore dell'equilibrio dell'impresa nel breve termine. È definito come la somma dei valori afferenti alle voci di Crediti e Debiti commerciali, Rimanenze, Crediti e Debiti tributari, Fondi per rischi e oneri, Attività per imposte anticipate e Passività per imposte differite e Altre attività e passività correnti.
Capitale immobilizzato	Rappresenta un indicatore patrimoniale che esprime l'ammontare delle attività immobilizzate. Il Capitale immobilizzato è definito come la somma dei valori afferenti alle voci di Immobili, impianti e macchinari, Attività immateriali, Partecipazioni e Debiti netti relativi all'attività di investimento.
Capitale investito netto	Rappresenta un indicatore patrimoniale che esprime gli investimenti netti di natura operativa, rappresentati dalla somma dei valori afferenti alle voci di Capitale immobilizzato, Capitale di esercizio netto, Fondi per benefici a dipendenti e Attività destinate alla vendita e delle passività direttamente associabili.

Indicatori alternativi di performance finanziaria	Descrizione
<i>Free cash flow</i> prima di operazioni di <i>Merger and Acquisition</i>	Rappresenta il flusso di cassa ed è dato dalla differenza tra il flusso di cassa netto da attività operativa e il flusso di cassa netto da attività di investimento escluso il flusso derivante da operazioni di <i>Merger and Acquisition</i> .
<i>Free cash flow</i>	Rappresenta il flusso di cassa ed è dato dalla differenza tra il flusso di cassa netto da attività operativa e il flusso di cassa netto da attività di investimento.
Indebitamento finanziario netto	Determinato come la somma dei valori afferenti alle voci di Debiti finanziari a breve e a lungo termine, al netto delle Disponibilità liquide ed equivalenti.

RICONCILIAZIONE DEI PROSPETTI RICLASSIFICATI DI CONTO ECONOMICO, SITUAZIONE PATRIMONIALE - FINANZIARIA E DI RENDICONTO FINANZIARIO

In linea con l'orientamento ESM/2015/1415, di seguito si presenta la riconciliazione degli schemi gestionali di Conto economico, della Situazione patrimoniale - finanziaria e del Rendiconto finanziario del Gruppo Italgas e di Italgas S.p.A., commentati nella Relazione sulla gestione, con i relativi prospetti obbligatori.

RICONDUZIONE DEGLI SCHEMI DI BILANCIO RICLASSIFICATI CONSOLIDATI A QUELLI OBBLIGATORI

CONTO ECONOMICO RICLASSIFICATO

(milioni di €)	primo semestre 2017		primo semestre 2018				
Voci del conto economico riclassificato	Riferimento alle note di bilancio consolidato	Valori da schema obbligatorio	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato	Valori da schema obbligatorio	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato
Ricavi totali		791,2		565,3	805,2		591,3
- Ricavi per costruzioni e potenziamento delle infrastrutture di distribuzione IFRIC 12	(nota 23)		(223,3)			(203,2)	
- Penali ARERA	(nota 24)		(2,6)			(3,3)	
- Contributi allacciamento	(nota 23)					(7,4)	
Costi operativi		(401,0)		(175,1)	(373,6)		(167,1)
- Costi per costruzioni e potenziamento delle infrastrutture di distribuzione IFRIC 12			223,3			203,2	
- Penali ARERA			2,6			3,3	
Margine operativo lordo (EBITDA)		390,2		390,2	431,6		424,2
Ammortamenti e svalutazioni		(186,1)		(186,1)	(208,6)	7,4	(201,2)
Utile operativo (EBIT)		204,1		204,1	223,0		223,0
Oneri finanziari netti		(18,4)		(18,4)	(23,7)		(23,7)
Proventi netti su partecipazioni		10,5		10,5	9,7		9,7
Utile prima delle imposte		196,2		196,2	209,0		209,0
Imposte sul reddito		(56,6)		(56,6)	(58,3)		(58,3)
Utile netto		139,6		139,6	150,7		150,7



SITUAZIONE PATRIMONIALE-FINANZIARIA RICLASSIFICATA

(milioni di €)

31.12.2017

30.06.2018

Voci della Situazione

Patrimoniale-finanziaria riclassificata

(Dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale)	Riferimento alle note di bilancio consolidato	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari			224,7		256,9
<i>Attività immateriali composte da:</i>					4.786,0
- <i>Attività immateriali</i>	(nota 12)		4.676,6	5.227,7	
- <i>contributi di allacciamento</i>	(nota 17)			(441,7)	
Partecipazioni valutate con il criterio del patrimonio netto			184,8		181,0
Altre partecipazioni			0,1		
<i>Debiti netti relativi all'attività di investimento, composti da:</i>			(135,3)		(104,7)
- Debiti per attività di investimento	(nota 16)	(140,6)		(110,1)	
- Crediti per attività di investimento/ disinvestimento	(nota 7)	5,3		5,4	
Altre attività finanziarie			0,1		0,1
Totale Capitale immobilizzato			4.951,0		5.119,3
Capitale di esercizio netto					
Crediti commerciali netti, composti da:	(nota 6)		406,5		190,0
- Crediti commerciali				231,2	
- Debiti per perequazione				(41,2)	
Rimanenze			22,4		30,8
<i>Crediti tributari, composti da:</i>			45,2		50,6
- Attività per imposte sul reddito correnti e attività per altre imposte correnti	(nota 9)	29,7		35,0	
- Crediti IRES per il Consolidato Fiscale Nazionale	(nota 7)	15,5		15,6	
Debiti commerciali netti composti da:	(nota 16)		(184,1)		(216,8)
- Debiti commerciali				(258,0)	
- Debiti per perequazione				41,2	
<i>Debiti tributari, composti da:</i>			(15,9)		(88,0)
- Passività per imposte sul reddito correnti e passività per altre imposte correnti	(nota 9)	(15,9)		(88,0)	
Passività per imposte differite	(nota 20)		(94,8)		(82,9)
Fondi per rischi ed oneri	(nota 18)		(208,3)		(203,2)
Strumenti derivati					(4,3)

(milioni di €)

31.12.2017

30.06.2018

Voci della Situazione**Patrimoniale-finanziaria riclassificata**

(Dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale)

	Riferimento alle note di bilancio consolidato	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato
<i>Altre attività composte da:</i>			197,2		129,1
- Altri crediti	(nota 7)	191,9		116,8	
- Altre attività correnti e non correnti	(nota 10)	5,3		12,2	
<i>Attività e passività da attività regolate, composte da:</i>			78,5		125,7
- Attività regolate	(nota 10)	78,5		125,7	
<i>Altre passività, composte da:</i>			(175,7)		(141,0)
- Altri debiti	(nota 16)	(173,5)		(136,5)	
- Altre passività correnti e non correnti	(nota 17)	(2,2)		(446,2)	
- contributi di allacciamento	(nota 17)			441,7	
Totale Capitale di esercizio netto			71,0		(210,0)
Fondi per benefici ai dipendenti	(nota 19)		(116,1)		(115,5)
CAPITALE INVESTITO NETTO			4.905,9		4.793,8
<i>Patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti</i>	(nota 21)		(1.185,6)		(1.165,3)
Indebitamento finanziario netto					
<i>Passività finanziarie, composte da:</i>	(nota 15)		(3.723,2)		(3.718,0)
- Passività finanziarie a lungo termine		(3.617,1)		(3.698,4)	
- Quote correnti di passività finanziarie a lungo termine		(25,0)		(19,1)	
- Passività finanziarie a breve termine		(81,1)		(0,5)	
<i>Crediti finanziari e disponibilità liquide ed equivalenti, composte da:</i>			2,9		89,5
- Disponibilità liquide ed equivalenti	(nota 6)	2,8		89,4	
- Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita		0,1		0,1	
Totale indebitamento finanziario netto			(3.720,3)		(3.628,5)
COPERTURE			(4.905,9)		(4.793,8)

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

(milioni di €)	Primo semestre 2017		Primo semestre 2018	
Voci del rendiconto riclassificato e confluente delle voci dello schema legale	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato
Utile netto		139,6		150,7
<i>A rettifica:</i>				
Ammortamenti ed altri componenti non monetari:		186,6		197,6
- Ammortamenti	183,9		207,9	
<i>di cui a dedurre Ammortamento Diritto d'uso ex IFRS 16</i>			(3,3)	
- Svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	2,2		0,7	
- Minusvalenze (Plusvalenze) nette su cessioni e radiazioni di attività	1,6		0,4	
- Variazioni per benefici ai dipendenti	(1,0)		(0,7)	
- Contributi allacciamento - utilizzi			(7,4)	
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		(10,6)		(9,7)
Interessi, imposte sul reddito e altre variazioni:		69,4		77,8
- Dividendi				
- Interessi attivi	(0,3)		(0,4)	
- Interessi passivi	13,1		19,8	
- Imposte sul reddito	56,6		58,3	
Altre variazioni				
Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione:		(17,3)		221,1
- Rimanenze	11,7		(8,2)	
- Crediti commerciali	193,8		179,0	
- Debiti commerciali	(21,2)		61,4	
- Variazione fondi rischi e oneri	(11,5)		(5,8)	
- Altre attività e passività	(190,2)		(0,7)	
- di cui a dedurre Risconti per contributi allacciamento -utilizzi			7,4	
- di cui a dedurre Risconti per contributi allacciamento -incrementi			(12,0)	
Dividendi, interessi e imposte sul reddito incassati (pagati):		(39,4)		(5,2)
- Dividendi incassati	13,8		13,7	
- Interessi incassati	0,3		0,4	
- Interessi pagati	(13,1)		(18,3)	
- Imposte sul reddito (pagate) rimborsate	(40,5)		(1,0)	

(milioni di €)	Primo semestre 2017		Primo semestre 2018	
Voci del rendiconto riclassificato e confluente delle voci dello schema legale	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato
Flusso di cassa netto da attività operativa		328,3		632,3
Investimenti tecnici:		(228,8)		(209,0)
- Immobili, impianti e macchinari	(5,4)		(4,9)	
- Attività immateriali	(223,4)		(216,1)	
- Contributi allacciamenti - incrementi			12,0	
Altre variazioni relative all'attività di investimento:		(1,4)		(29,9)
- Variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	(1,4)		(37,4)	
- di cui a dedurre Variazione Debiti per conguaglio partecipazioni - earn out			(7,5)	
Free cash flow prima delle operazione di Merger and Acquisition		98,1		393,4
Acquisto rami d'azienda				(23,8)
Imprese entrate nell'area di consolidamento		(1,1)		(72,3)
di cui:				
<i>prezzo pagato per equity</i>	(1,1)		(29,9)	
<i>accollo debiti netti società acquisite</i>			(34,9)	
<i>Conguaglio partecipazioni ear out</i>			(7,5)	
Free cash flow		97,0		297,3
Variazione dei debiti finanziari:		65,3		(42,3)
- Assunzioni di debiti finanziari a lungo termine	2.139,5		48,2	
- Rimborsi di debiti finanziari a lungo termine	(2.074,2)		(90,6)	
Flusso di cassa del capitale proprio	(161,8)		(168,3)	
Flusso di cassa netto del periodo		0,5		86,7



Altre informazioni

AZIONI PROPRIE

La società non detiene azioni proprie al 30 giugno 2018.

RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

Sulla base dell'attuale assetto proprietario di Italgas, le parti correlate di Italgas sono rappresentate, oltre che dalle imprese collegate e a controllo congiunto del gruppo, anche dalle imprese controllate (direttamente o indirettamente) da parte di CDP, incluso quindi l'azionista Snam, e del Ministero dell'Economia e delle Finanze (MEF). Le operazioni con tali soggetti riguardano lo scambio di beni, la prestazione di servizi e, relativamente a CDP, la provvista di mezzi finanziari.

Questi rapporti rientrano nell'ordinaria gestione dell'impresa e sono generalmente regolati in base a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti. Tutte le operazioni poste in essere sono state compiute nell'interesse delle imprese del Gruppo Italgas.

Ai sensi delle disposizioni della normativa applicabile, la Società ha adottato procedure interne per assicurare la trasparenza e la correttezza sostanziale e procedurale delle operazioni con parte correlate, realizzate dalla Società stessa o dalle sue società controllate.

Gli amministratori e sindaci rilasciano, periodicamente e/o in caso di variazioni, una dichiarazione in cui sono rappresentati i potenziali interessi di ciascuno in rapporto alla società e al gruppo e in ogni caso segnalano per tempo all'Amministratore Delegato (o al Presidente, in caso di interessi dell'Amministratore Delegato), il quale ne dà notizia agli altri amministratori e al Collegio Sindacale, le singole operazioni che la società intende compiere, nelle quali sono portatori di interessi.

Italgas non è soggetta ad attività di direzione e coordinamento, benché CDP e CDP Reti la consolidino ai sensi del principio contabile internazionale IFRS 10. Alla data del 30 giugno 2018 Italgas esercita attività di direzione e coordinamento nei confronti delle sue Controllate ex art. 2497 e ss. del Codice Civile.

Gli ammontari dei rapporti di natura commerciale e diversa e di natura finanziaria con le parti correlate, la descrizione della tipologia delle operazioni più rilevanti, e l'incidenza delle stesse sulla situazione patrimoniale, sul risultato economico e sui flussi di cassa, sono evidenziate nel paragrafo "Rapporti con parti correlate" delle Note al bilancio consolidato semestrale abbreviato.



Fattori di rischio e di incertezza

Sono di seguito riportati i principali rischi oggetto di analisi e monitoraggio da parte del Gruppo Italgas.

RISCHI FINANZIARI

RISCHIO DI VARIAZIONE DEI TASSI DI INTERESSE

Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e delle passività finanziarie dell'impresa e sul livello degli oneri finanziari netti. Il Gruppo Italgas adotta un modello organizzativo di funzionamento di tipo accentrato. Le strutture di Italgas, in funzione di tale modello, assicurano le coperture dei fabbisogni tramite l'accesso ai mercati finanziari e l'impiego dei fondi, in coerenza con gli obiettivi approvati, garantendo il mantenimento del profilo di rischio entro i limiti definiti.

Al 30 giugno 2018 l'indebitamento finanziario risulta a tasso variabile per il 11,6% e a tasso fisso per il 88,4%.

Alla stessa data il Gruppo Italgas utilizza risorse finanziarie esterne nelle seguenti forme: emissioni obbligazionarie sottoscritte da investitori istituzionali, contratti di finanziamento sindacati con Banche e altri Istituti Finanziatori sotto forma di debiti finanziari a medio - lungo termine e, infine, linee di credito bancarie indicizzate sui tassi di riferimento del mercato, in particolare l'*Europe Interbank Offered Rate* (Euribor).

Italgas ha come obiettivo il mantenimento, a regime, di un rapporto di indebitamento tra tasso fisso e tasso variabile tale da minimizzare il rischio di innalzamento dei tassi di interesse. A tal proposito nel corso del primo semestre del 2018 la Società ha concluso con successo la riapertura, realizzata in data 30 gennaio 2018, dell'emissione obbligazionaria originariamente effettuata il 18 settembre 2017 (500 milioni di euro, scadenza 18 gennaio 2029 e cedola pari all'1,625%) per un importo di 250 milioni di euro e rendimento dell'1,631%. L'emissione ha consentito di rimborsare integralmente il term loan di 200 milioni di euro e di proseguire nel processo di ottimizzazione della struttura del debito, incrementandone la durata media e la percentuale a tasso fisso.

Nel corso del mese di gennaio 2018 è stata inoltre perfezionata un'operazione in derivati del tipo "*Interest Rate Swap*" con scadenza 2024 mediante la quale è stato trasformato da tasso variabile a tasso fisso l'intero importo del finanziamento BEI "*Gas Network Upgrade*" da 360 milioni di euro.

Pertanto un aumento dei tassi di interesse, non recepito - in tutto o in parte - nel WACC regolatorio, potrebbe avere effetti negativi sull'attività e sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo Italgas per la componente variabile dell'indebitamento in essere e per i futuri finanziamenti.

RISCHIO CREDITO

Il rischio credito rappresenta l'esposizione a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalle controparti. Il mancato o ritardato pagamento dei corrispettivi dovuti potrebbe incidere negativamente sui risultati economici e sulla situazione finanziaria di Italgas.

Le regole per l'accesso degli utenti al servizio di distribuzione del gas sono stabilite dall'A-RERA e sono previste nei Codici di Rete, ovvero in documenti che stabiliscono, per ciascuna tipologia di servizio, le norme che regolano i diritti e gli obblighi dei soggetti coinvolti nel processo di erogazione dei servizi stessi, e dettano clausole contrattuali che riducono i rischi di inadempienza da parte dei clienti quali il rilascio di garanzie bancarie o assicurative a prima richiesta.

Al 30 giugno 2018 non si evidenziano significativi rischi di credito. Si rileva comunque che mediamente il 94% dei crediti commerciali relativi alla distribuzione gas vengono liquidati alla scadenza e oltre il 99% entro i successivi 4 giorni, confermando la primaria affidabilità dei clienti. I crediti da attività diverse rappresentano una quota non significativa per la Società.

Non può essere escluso, tuttavia, che Italgas possa incorrere in passività e/o perdite derivanti dal mancato adempimento di obbligazioni di pagamento dei propri clienti.

RISCHIO LIQUIDITÀ

Il rischio liquidità rappresenta il rischio che, a causa dell'incapacità di reperire nuovi fondi (*funding liquidity risk*) o di liquidare attività sul mercato (*asset liquidity risk*), l'impresa non riesca a far fronte ai propri impegni di pagamento determinando un impatto sul risultato economico nel caso in cui l'impresa sia costretta a sostenere costi aggiuntivi per fronteggiare i propri impegni o, come estrema conseguenza, una situazione di insolvibilità che pone a rischio l'attività aziendale.

Al fine di mitigare tale rischio e di mantenere un livello di liquidità coerente con quanto richiesto per il mantenimento del rating, Italgas ha sottoscritto contratti di finanziamento non utilizzati al 30 giugno 2018. Tali linee di credito (pari a 1,1 miliardi di euro) potranno essere utilizzate per fronteggiare eventuali esigenze di liquidità, laddove ve ne sia bisogno, qualora il fabbisogno finanziario effettivo risulti superiore a quello stimato. Inoltre, si segnala che alla stessa data, in aggiunta e ad integrazione del ricorso al sistema bancario, il programma Euro Medium Term Notes (EMTN), deliberato dal Consiglio di Amministrazione di Italgas del 23 ottobre 2017, consente l'emissione di residui 600 milioni di euro nominali da collocare presso investitori istituzionali.

Italgas ha come obiettivo, sul piano finanziario, la costituzione di una struttura finanziaria che, in coerenza con gli obiettivi di business, garantisca un livello adeguato per il gruppo in termini di durata e di composizione del debito. Il conseguimento di tale struttura finanziaria sarà ottenuto mediante il monitoraggio di alcune grandezze chiave, quali il rapporto tra indebitamento e RAB, il rapporto tra indebitamento a breve e a medio lungo termine, il rapporto tra indebitamento a tasso fisso e a tasso variabile e quello fra credito bancario accordato a fermo e credito bancario utilizzato.

RISCHIO RATING

Con riferimento al debito a lungo termine di Italgas, rispettivamente in data 4 agosto e 12 ottobre 2017 Fitch e Moody's hanno confermato il rating assegnato a Italgas S.p.A. (BBB+ con *outlook* stabile e Baa1 con *outlook* negativo). In data 25 maggio 2018, Moody's Investor Services ha posto il rating sovrano dell'Italia "*under review*" per un possibile downgrade e, di conseguenza, in data 30 maggio 2018 la stessa decisione è stata adottata nei confronti del merito di credito a lungo termine di Italgas.

Sulla base delle metodologie adottate dalle agenzie di rating, il *downgrade* di un *notch* dell'attuale *rating* della Repubblica Italiana potrebbe innestare un aggiustamento al ribasso dell'attuale *rating* di Italgas

RISCHIO DI DEFAULT E COVENANTSUL DEBITO

Al 30 giugno 2018 non sono presenti contratti di finanziamento contenenti covenant finanziari e/o assistiti da garanzie reali. Alcuni di tali contratti prevedono, inter alia, il rispetto di: (i) impegni di negative pledge ai sensi dei quali Italgas e le società controllate sono soggette a limitazioni in merito alla creazione di diritti reali di garanzia o altri vincoli su tutti o parte dei rispettivi beni, azioni o su merci; (ii) clausole pari passu e change of control; (iii) limitazioni ad alcune operazioni straordinarie che la società e le sue controllate possono effettuare. Al 30 giugno 2018 tali impegni risultano rispettati.

I prestiti obbligazionari emessi da Italgas al 30 giugno 2018 nell'ambito del programma Euro Medium Term Notes, prevedono il rispetto di *covenants* tipici della prassi internazionale di mercato, che riguardano, *inter alia*, clausole di *negative pledge* e di *pari passu*.

Il mancato rispetto degli impegni previsti per tali finanziamenti, in alcuni casi solo qualora tale mancato rispetto non venga rimediato nei periodi di tempo previsti, nonché il verificarsi di altre fattispecie quali, a titolo esemplificativo, eventi di cross - default, alcune delle quali soggette a specifiche soglie di rilevanza, determinano ipotesi di inadempimento in capo ad Italgas e, eventualmente, possono causare l'esigibilità immediata del relativo prestito.

Con riferimento ai finanziamenti BEI, i relativi contratti prevedono una clausola per la quale, in caso di una significativa riduzione dell'EBITDA derivante dalla perdita di concessioni, è previsto un obbligo informativo a BEI e un successivo periodo di consultazione, al termine del quale potrebbe essere richiesto il rimborso anticipato del finanziamento.

RISCHI OPERATIVI

Italgas ha adottato specifici sistemi di gestione certificati con l'obiettivo di presidiare i processi e le attività aziendali, nel rispetto della salute e sicurezza dei lavoratori, della salvaguardia dell'ambiente, della qualità e del risparmio energetico nei servizi offerti.

RISCHI CONNESSI AL MALFUNZIONAMENTO E ALL'IMPREVISTA INTERRUZIONE DEL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE

La gestione delle attività regolate nel settore del gas implica una serie di rischi di malfunzionamento e di imprevista interruzione del servizio di distribuzione determinati da eventi accidentali tra cui incidenti, guasti o malfunzionamenti di apparecchiature o sistemi di controllo, minor resa di impianti ed eventi straordinari quali esplosioni, incendi, terremoti, frane o altri eventi simili che sfuggono al controllo di Italgas. Tali eventi potrebbero causare la riduzione dei ricavi e arrecare danni rilevanti a persone, cose o all'ambiente. Benché Italgas abbia stipulato specifici contratti di assicurazione in linea con le *best practice* a copertura di tali rischi, le relative coperture assicurative potrebbero infatti risultare insufficienti a far fronte a tutte le perdite subite, agli obblighi di risarcimento e agli incrementi di spesa.

RISCHI CONNESSI ALLA TUTELA AMBIENTALE, DELLA SALUTE E DELLA SICUREZZA

L'attività di Italgas è soggetta alla normativa italiana e dell'Unione Europea in materia di tutela dell'ambiente.

Italgas svolge la propria attività nel rispetto delle leggi e dei regolamenti in materia di ambiente e sicurezza. Ciò considerato, non può tuttavia essere escluso con certezza che il Gruppo possa incorrere in costi o responsabilità anche di dimensioni rilevanti. Sono, infatti, difficilmente prevedibili le ripercussioni economico - finanziarie di eventuali pregressi danni ambientali, anche in considerazione dei possibili effetti di nuove disposizioni legislative e regolamentari per la tutela dell'ambiente, dell'impatto di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale, della possibilità dell'insorgere di controversie e della difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti.

Italgas è impegnata in attività di bonifica di siti contaminati sostanzialmente per effetto dell'attività di produzione di gas manifatturato svolta in passato, rimozione e smaltimento rifiuti (prevalentemente per demolizione di strutture impiantistiche obsolete) ed eliminazione di materiali contenenti amianto.

A copertura delle passività stimate in relazione agli adempimenti previsti dalla vigente normativa, è stato costituito un apposito fondo di importo pari a 128 milioni di euro al 30 giugno 2018.

RISCHIO CONNESSO ALL'INSTALLAZIONE DEGLI *SMART METER*

Italgas ha avviato a fine 2010 un piano di sostituzione di misuratori tradizionali con *smart meter*, che ha interessato fino a metà 2014 i contatori di classe superiore a G6 e successivamente anche quelli di classe inferiore (*mass market*).

I nuovi misuratori teleletti rappresentavano nella prima fase di sostituzione una tecnologia ancora in fase di evoluzione. Le caratteristiche costruttive fissate dall'Autorità hanno comportato per i produttori la necessità di progettare e realizzare in tempi coerenti con gli obblighi fissati da ARERA un prodotto dedicato unicamente al mercato italiano. Peraltro si segnala la completa disponibilità solo dal 2015 della normativa tecnica di riferimento elaborata dal CIG (Comitato Italiano Gas, ente normatore affiliato all'UNI).

Italgas ha avviato l'installazione di tali apparecchi nel rispetto del calendario definito dall'ARERA; pertanto sussiste il rischio che si presentino livelli di malfunzionamento superiori alle *performance* storiche registrate per i contatori tradizionali e che si generino per la società maggiori oneri di manutenzione.

RISCHI CONNESSI AI TITOLI DI EFFICIENZA ENERGETICA

Il D.lgs. n. 164/00, relativo alla liberalizzazione del mercato del gas, all'art. 16.4 prevede che le aziende distributrici di gas naturale per impieghi civili perseguano obiettivi di risparmio energetico negli utilizzi finali e nello sviluppo delle fonti rinnovabili; a fronte dei risultati conseguiti, ai distributori sono assegnati i cosiddetti Titoli di Efficienza Energetica, il cui annullamento origina un rimborso da parte della Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali sulla base di fondi costituiti attraverso la componente RE (Risparmio Energetico) delle tariffe di distribuzione.

A fronte dei quantitativi nazionali annui di risparmio energetico che devono essere perseguiti attraverso il meccanismo dei certificati bianchi, l'Autorità determina i relativi obiettivi

specifici di risparmio energetico in capo ai distributori di energia elettrica e di gas naturale.

Esiste un rischio potenziale di perdita economica dovuto all'eventuale differenza negativa tra il valore medio di acquisto dei titoli e il contributo tariffario riconosciuto e all'eventuale mancato raggiungimento degli obiettivi assegnati.

RISCHI CONNESSI ALLA SCADENZA E AL RINNOVO DELLE CONCESSIONI DI DISTRIBUZIONE DEL GAS

L'attività di distribuzione del gas in cui è attivo il Gruppo Italgas è esercitata in virtù di concessioni rilasciate da singoli comuni. Alla data del 30 giugno 2018, Italgas gestisce 1.601 concessioni di distribuzione di gas naturale in tutto il territorio nazionale.

Il Decreto interministeriale n. 226/11 ha stabilito che il servizio di distribuzione del gas possa essere effettuato solo sulla base di procedure di gara indette esclusivamente per ATEM, di dimensione prevalentemente provinciale.

Italgas, nell'ambito delle procedure di gara avviate, potrebbe non risultare aggiudicataria delle concessioni negli ambiti pianificati, oppure potrebbe aggiudicarsi tali concessioni a condizioni meno favorevoli di quelle attuali con possibili impatti negativi sull'attività operativa e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria. Si deve tuttavia rilevare che, nel caso di mancata aggiudicazione di concessioni relativamente ai comuni precedentemente gestiti, Italgas avrebbe diritto a vedersi riconoscere il valore di rimborso previsto a favore del gestore uscente.

Inoltre si segnala che, nell'ambito delle procedure di gara avviate, Italgas potrebbe risultare aggiudicataria di concessioni in ATEM precedentemente gestiti totalmente o parzialmente da altri operatori; pertanto, non si può escludere che tali aggiudicazioni possano comportare, almeno inizialmente, oneri di gestione maggiori in capo al Gruppo rispetto ai propri standard operativi.

Tenuto conto della complessità della normativa che disciplina la scadenza delle concessioni di cui Italgas è titolare, ciò potrebbe tradursi in contenziosi giudiziari e/o arbitrali con possibili effetti negativi sull'attività e sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo Italgas.

RISCHI CONNESSI AL VALORE DI RIMBORSO A CARICO DEL NUOVO GESTORE

Con riferimento alle concessioni di distribuzione gas relativamente alle quali Italgas è anche proprietaria delle reti e degli impianti, il D. Lgs. n. 164/00, come più volte successivamente integrato e modificato, stabilisce che il valore di rimborso riconosciuto ai gestori uscenti del servizio, titolari degli affidamenti e delle concessioni in essere, è calcolato nel rispetto di quanto stabilito nelle convenzioni o nei contratti, purché stipulati prima della data di entrata in vigore del regolamento di cui al D.M. 12 novembre 2011 n. 226 (cioè prima dell'11 febbraio 2012), e, per quanto non desumibile dalla volontà delle parti, nonché per gli aspetti non disciplinati dalle medesime convenzioni o contratti, in base alle Linee Guida su criteri e modalità operative per la valutazione del valore di rimborso, successivamente predisposte dal Ministero dello Sviluppo Economico con documento del 7 aprile 2014 e approvate con D.M del 22 maggio 2014⁷.

⁷ In altre parole, le specifiche metodologie previste nei singoli contratti di concessione vigenti e stipulati precedentemente all'11 febbraio 2012 prevalgono su quanto contenuto nelle Linee Guida, ma con le limitazioni previste da queste ultime e con quelle previste dal regolamento criteri di gara di cui al D.M. n. 226/11.

In caso di disaccordo tra l'Ente Locale e il gestore uscente, con riferimento alla determinazione del valore di rimborso, il bando di gara riporta un valore di riferimento da utilizzare ai fini della gara, determinato come il maggiore fra la stima dell'Ente locale concedente e la RAB.

Il D.M. n. 226/11 sui criteri di gara e di valutazione dell'offerta stabilisce che il gestore subentrante acquisisce la proprietà dell'impianto con il pagamento del valore di rimborso al gestore uscente, a eccezione delle eventuali porzioni di impianto di proprietà comunale.

A regime, cioè nei periodi successivi al primo, il rimborso al gestore uscente sarà comunque pari al valore delle immobilizzazioni nette di località, al netto dei contributi pubblici in conto capitale e dei contributi privati relativi ai cespiti di località, calcolato con riferimento ai criteri usati dall'Autorità per determinare le tariffe di distribuzione (RAB).

Alla luce della nuova disciplina giuridica intervenuta, non si può escludere che il valore di rimborso delle concessioni, per le quali risulti assegnatario un soggetto terzo all'esito delle gare d'ambito, sia inferiore al valore della RAB. In tal caso si potrebbero determinare effetti negativi sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria di Italgas.

RISCHIO LEGATO ALL'ESECUZIONE DEL PIANO INVESTIMENTI PREVISTO DALLE CONCESSIONI

Le concessioni prevedono impegni in capo al concessionario, tra cui impegni per investimenti. Non si può escludere che, anche per ritardi nell'ottenimento di autorizzazioni e permessi, tali investimenti siano realizzati oltre i termini temporali previsti, con il rischio che insorgano oneri a carico della società.

RISCHIO REGOLATORIO

Italgas svolge la propria attività in un settore soggetto a regolamentazione. Le direttive e i provvedimenti normativi emanati in materia dall'Unione Europea e dal Governo Italiano, le decisioni dell'ARERA e più in generale la modifica del contesto normativo di riferimento possono avere un impatto sull'operatività, i risultati economici e l'equilibrio finanziario del Gruppo.

Considerando la specificità del business e il contesto in cui Italgas opera, particolare rilievo assume l'evoluzione del contesto regolatorio in materia di criteri per la determinazione delle tariffe di riferimento.

Non si possono escludere futuri cambiamenti nelle normative adottate dall'Unione Europea o a livello nazionale che potrebbero avere ripercussioni imprevedute sul quadro normativo di riferimento e, di conseguenza, sull'attività e sui risultati di Italgas.

RISCHIO LEGALE E DI NON CONFORMITÀ

Il rischio legale e di non conformità riguarda il mancato rispetto, in tutto o in parte, delle norme a livello Europeo, nazionale, regionale e locale cui Italgas deve attenersi in relazione alle attività che svolge. La violazione delle norme può comportare sanzioni penali, civili e/o amministrative nonché danni patrimoniali, economici e/o reputazionali. Con riferimento a specifiche fattispecie, tra l'altro, la violazione della normativa a protezione della salute e sicurezza dei lavoratori e dell'ambiente e la violazione delle norme per la lotta alla corruzione, può comportare sanzioni, anche rilevanti, a carico dell'azienda in base alla normativa sulla responsabilità amministrativa degli enti (D. Lgs. n. 231/01).

FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DEL SEMESTRE

In data 4 luglio 2018 è stata depositata la sentenza n. 4104/2018 con cui il Consiglio di Stato ha respinto l'appello proposto da Italgas Reti contro la pronuncia del TAR Veneto n. 654/2017, confermando l'acquisizione a titolo gratuito a favore del Comune di Venezia dei cespiti ricompresi nel cosiddetto blocco A, nonché l'obbligo per la Società di versare un canone per l'utilizzo della porzione di rete oggetto di devoluzione gratuita.

La Società sta valutando i possibili rimedi giurisdizionali esperibili contro la sentenza del Consiglio di Stato. A fronte di una richiesta di canone da parte del Comune di Venezia equivalente alla remunerazione tariffaria dei cespiti del menzionato blocco A, in assenza di una specifica normativa di riferimento la Società, che peraltro già corrisponde un canone di circa 0,5 milioni di euro annuo per tutta la concessione, non è in grado, ad oggi, di determinare in modo attendibile l'entità della passività secondo i termini della menzionata sentenza. Tuttavia la Società ha provveduto ad accelerare l'ammortamento della porzione di rete relativa al cd. blocco A per un valore nel periodo pari a 3,0 milioni di euro.

Nella Gazzetta Ufficiale n. 158 del 10 luglio 2018, è stato pubblicato il Decreto 10 maggio 2018, adottato dal Ministro dello Sviluppo Economico di concerto con quello dell'Ambiente, che modifica e aggiorna il D.M. dell'11 gennaio 2017, con cui sono stati determinati gli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico per gli anni dal 2017 al 2020 e approvate le nuove Linee Guida per la preparazione, l'esecuzione e la valutazione dei progetti di efficienza energetica.

L'adozione del provvedimento si è resa necessaria per rendere possibile o comunque favorire l'adempimento degli obblighi di efficienza energetica da parte delle imprese di distribuzione di elettricità e gas, dare stabilità al mercato e interrompere i continui aumenti riscontrati sui prezzi dei Titoli.

Il decreto, su cui sono stati acquisiti i pareri delle competenti Commissioni parlamentari e dell'Autorità, l'intesa della Conferenza Unificata e la registrazione della Corte dei Conti, è in vigore dal giorno successivo alla pubblicazione, cioè dall'11 luglio 2018, e si applica, con alcune eccezioni, a tutti i progetti presentati ai sensi del D.M. 11 gennaio 2017.

Il D.M. recepisce gran parte delle osservazioni formulate nel parere rilasciato dall'ARERA con atto n. 265/2018/1/EFR, relative principalmente alle modalità di scambio e valorizzazione dei Certificati Bianchi e alle misure volte a dare informazioni societarie sui soggetti partecipanti al Mercato, e pone soluzione alle numerose criticità che hanno caratterizzato il meccanismo dei TEE negli ultimi mesi.

Oltre a quanto sopra riportato, i fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del primo semestre 2018 sono illustrati negli specifici capitoli della presente Relazione.



Evoluzione prevedibile della gestione

Italgas continuerà a perseguire i propri obiettivi strategici con focus sulla realizzazione degli investimenti, sulla razionalizzazione dei processi e dei costi operativi e sull'ottimizzazione della struttura finanziaria, mantenendo una costante attenzione alle opportunità di sviluppo.

Con specifico riferimento agli **investimenti tecnici** in immobilizzazioni materiali e immateriali, nel corso del 2018, Italgas prevede, a parità di perimetro, una spesa sostanzialmente in linea rispetto all'anno precedente, finalizzata principalmente al mantenimento e allo sviluppo delle reti in gestione, all'implementazione del rilevante programma di installazione dei contatori elettronici nell'ambito dell'attività di misura, nonché al completamento delle nuove reti in costruzione.

Coerentemente con le priorità strategiche del Piano 2018-2024, Italgas parteciperà alle **gare d'ambito** di interesse per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale, perseguendo gli obiettivi di sviluppo del business e di consolidamento del settore, tuttora molto frammentato.

Nel corso del 2018 si perseguiranno ulteriori **iniziative di sviluppo per linee esterne**, che consentiranno di rafforzare la presenza territoriale e la competitività di Italgas in vista delle gare d'ambito, anticipandone gli effetti in termini di crescita del perimetro di attività.

Italgas intende continuare ad aumentare la propria **efficienza operativa**, proseguendo nell'implementazione del programma di riduzione costi e di miglioramento dei processi e dei servizi avviato nel 2017 con la revisione della struttura organizzativa di Italgas Reti, caratterizzata da un nuovo modello territoriale e dalla semplificazione dei processi operativi, introducendo un cambiamento culturale per la sostenibilità del nuovo modello nel tempo.

Nel corso del 2018 proseguiranno le azioni finalizzate alla **ottimizzazione della struttura finanziaria** del Gruppo Italgas.

Infine, con riferimento alla **tecnologia digitale** si prevede il *go live* entro il 2018 del progetto di migrazione degli applicativi al *Public Cloud*; è inoltre in corso di realizzazione una *Digital Factory*, ambiente protetto all'interno del quale team multifunzionali svilupperanno nuove soluzioni IT in modalità Agile, finalizzate alla trasformazione di processi aziendali mediante l'utilizzo di tecnologie innovative.



Quadro normativo e regolatorio

AFFIDAMENTO DEL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE GAS E RELATIVI BANDI DI GARA D'AMBITO

Italgas opera in un contesto normativo caratterizzato da successivi interventi legislativi volti ad attuare quanto disposto dall'articolo 46-bis del Decreto Legge n. 159/07. Con tale Decreto il legislatore affidava al Ministro per lo Sviluppo Economico il compito di definire i nuovi criteri per bandire le gare per l'affidamento del servizio di distribuzione, non più per singolo comune, ma per ambito territoriale minimo, secondo l'identificazione di bacini ottimali di utenza, in base a criteri di efficienza e di riduzione dei costi.

Nel 2011 il Ministero dello Sviluppo Economico (MISE) ha adottato quattro provvedimenti di riordino della materia di seguito descritti.

Il Decreto Ambiti, del 19 gennaio 2011, ha istituito ambiti territoriali minimi pluri-comunali (ATEM) con riferimento ai quali dovranno essere necessariamente assegnate le nuove concessioni di distribuzione gas. Il successivo Decreto del 18 ottobre 2011 ha individuato i comuni che fanno parte dei 177 ATEM.

Successivamente il 12 novembre 2011 è stato adottato il Decreto Ministeriale che individua i criteri di gara e di valutazione delle offerte per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale. Il provvedimento è stato successivamente modificato con il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro per gli Affari Regionali e Autonomie, 20 maggio 2015, n.106, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 161 del 14 luglio 2015.

Il provvedimento contiene indicazioni su aspetti propedeutici alla gara (tra cui i requisiti di partecipazione, i criteri di valutazione delle offerte, il valore dell'indennizzo da corrispondere al gestore uscente, ecc.), nonché sul bando di gara e sul disciplinare di gara "tipo". Il valore di rimborso ai titolari degli affidamenti e delle concessioni cessanti alla scadenza è calcolato nel rispetto di quanto stabilito nelle convenzioni o nei contratti, purché stipulati prima della data di entrata in vigore del regolamento di cui al D.M. 12 novembre 2011 n. 226 (cioè prima dell'11 febbraio 2012), e, per quanto non desumibile dalla volontà delle parti, nonché per gli aspetti non disciplinati dalle medesime convenzioni o contratti, in base alle Linee Guida su criteri e modalità operative per la valutazione del valore di rimborso, predisposte dal MISE e approvate con D.M del 22 maggio 2014. In ogni caso, dal valore di rimborso sono detratti i contributi privati relativi ai cespiti di località, valutati secondo la metodologia della regolazione tariffaria vigente. In caso di disaccordo tra l'Ente Locale e il gestore uscente, con riferimento alla determinazione del valore di rimborso, il bando di gara riporta un valore di riferimento da utilizzare ai fini della gara, determinato come il maggiore fra la stima dell'Ente locale concedente e il valore delle immobilizzazioni nette di località riconosciute dall'Autorità (RAB). L'eventuale differenza, a valle della risoluzione del contenzioso, è regolata fra il gestore subentrante e il gestore uscente. A regime, cioè nei periodi successivi al primo, il rimborso al gestore uscente sarà comunque pari al valore delle immobilizzazioni nette di località, al netto dei contributi pubblici in conto capitale e dei contributi privati relativi ai cespiti di località, calcolato con riferimento ai criteri usati dall'Autorità per determinare le tariffe di distribuzione (RAB).

Le gare saranno aggiudicate in base all'offerta economicamente più vantaggiosa, nel rispetto di criteri di sicurezza, di qualità del servizio e dei piani di sviluppo degli impianti.

Il 5 febbraio 2013 è stato, infine, adottato il Decreto Ministeriale che approva lo schema di contratto di servizio tipo per lo svolgimento dell'attività di distribuzione.

A proposito dei provvedimenti del primo semestre 2018, è stata emanata la delibera n. 130/2018/R/gas dell'8 marzo 2018, con la quale l'Autorità ha effettuato una rettifica nell'Allegato A alla delibera n. 905/2017/R/gas, recante il Testo integrato delle disposizioni in materia di determinazione del valore di rimborso delle reti di distribuzione gas ai fini delle gare d'ambito, in attuazione delle semplificazioni previste dalla Legge Concorrenza n. 124/2017.

In particolare, la delibera precisa che, qualora non ricorrano i presupposti previsti dalla Legge n. 124/2017 per la verifica degli scostamenti VIR/RAB in regime semplificato d'ambito, gli Enti Locali possono richiedere l'accesso al regime semplificato individuale per i Comuni per i quali lo scostamento sia superiore al 10% e che rispettino tutte le condizioni previste dalla delibera n. 344/2017/R/gas, vale a dire:

- siano diversi dal Comune con il maggior numero di punti di riconsegna dell'ambito;
- abbiano una popolazione fino a 100.000 abitanti, come risulta dall'ultimo censimento, e le cui reti di distribuzione del gas naturale servano fino a 10.000 punti di riconsegna;
- possano attestare che il valore di rimborso è stato determinato applicando esclusivamente le Linee guida del 7 aprile 2014.

REGOLAZIONE TARIFFARIA

L'attività di distribuzione del gas naturale è regolamentata dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Acqua. Tra le sue funzioni vi sono la determinazione e l'aggiornamento delle tariffe, nonché la predisposizione delle regole per l'accesso alle infrastrutture e per l'erogazione dei relativi servizi.

Il sistema tariffario prevede in particolare che i ricavi di riferimento per la formulazione delle tariffe siano determinati in modo da coprire i costi sostenuti dall'operatore e consentire un'equa remunerazione del capitale investito. Le categorie di costi riconosciuti sono tre:

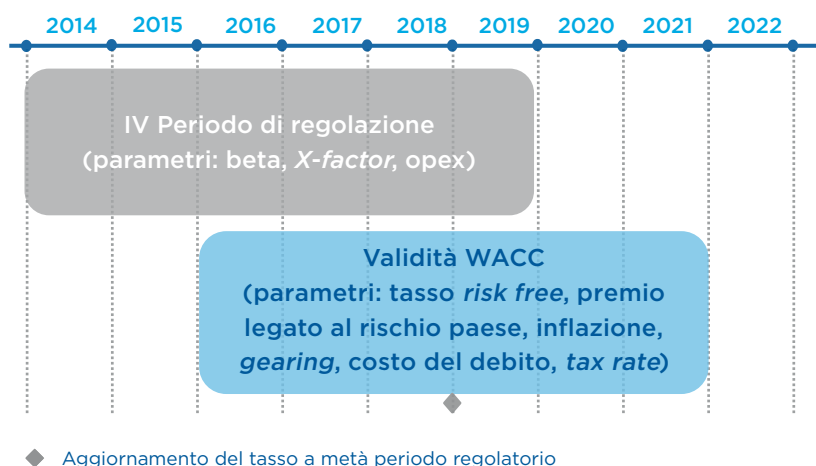
- il costo del capitale investito netto ai fini regolatori RAB (Regulatory Asset Base) attraverso l'applicazione di un tasso di remunerazione dello stesso;
- gli ammortamenti economico - tecnici, a copertura dei costi di investimento;
- i costi operativi, a copertura dei costi di esercizio.

Di seguito sono riportati i principali elementi tariffari sulla base del quadro normativo (Delibera n. 573/2013/R/gas e s.m.i.).

Highlights quarto periodo di regolazione (dall' 1/1/2014 al 31/12/2019)

Termine periodo di regolazione (TARIFFE)	31 dicembre 2019
Calcolo del capitale investito netto riconosciuto ai fini regolatori (RAB) ^(*)	Costo storico rivalutato Metodo parametrico cespiti centralizzati
Remunerazione del capitale investito netto riconosciuto ai fini regolatori (WACC pre-tax)	Distribuzione: 6,1% anni 2016-2018 Misura: 6,6% anni 2016-2018
Incentivi su nuovi investimenti	Remunerazione investimenti t-1 a compensazione del <i>time-lag</i> regolatorio (dal 2013)
Fattore di efficienza (<i>X-factor</i>)	1,7% - su costi operativi distribuzione 0,0% - su costi operativi misura

(*) La RAB stimata per il 2017 delle società attualmente incluse nel perimetro di consolidamento, calcolata attraverso l'applicazione dei criteri adottati dall'Autorità nell'ambito della definizione delle tariffe di riferimento, è pari a oltre 5,8 miliardi di euro.



Con la **Delibera n. 573/2013/R/gas** l'Autorità ha definito i criteri tariffari per il servizio di distribuzione e per il servizio di misura per il quarto periodo di regolazione, dal 1 gennaio 2014 al 31 dicembre 2019.

Il capitale investito delle imprese distributrici (RAB) viene articolato in due categorie: capitale investito di località e capitale investito centralizzato. Per il primo triennio del periodo di regolazione 2014-2016 (per il secondo triennio, 2017-2019, si veda più avanti la Delibera n.775/15):

- il criterio di valutazione del capitale investito di località è basato sul metodo del costo storico rivalutato, mentre per gli investimenti relativi ai misuratori elettronici si applica il metodo del costo standard;
- per la valutazione del capitale investito centralizzato relativo a immobili e fabbricati industriali e ad altre immobilizzazioni materiali e immateriali si applica la metodologia parametrica;
- per gli asset centralizzati afferenti i sistemi di telegestione, viene previsto il riconoscimento tariffario dei costi di telelettura/telegestione e dei costi relativi ai concentratori sostenuti dalle imprese per i primi due anni del quarto periodo regolatorio.

Le componenti di ricavo correlate alla remunerazione e agli ammortamenti vengono determinate sulla base dell'aggiornamento annuale del capitale investito netto (RAB), con inclusione dei cespiti realizzati nell'anno t-1.

La metodologia di aggiornamento delle tariffe "price-cap" viene applicata alla sola componente dei ricavi relativa ai costi operativi, che vengono aggiornati con l'inflazione e ridotti di un coefficiente di recupero di produttività annuale che viene fissato pari a 1,7% per i costi operativi afferenti il servizio di distribuzione e pari a 0% per i costi operativi afferenti il servizio di misura e di commercializzazione.

Con la **Delibera n. 583/2015/R/com** l'Autorità ha definito le modalità di determinazione e aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito (WACC) per i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas, unificando tutti i parametri a eccezione di quelli specifici dei singoli servizi, tra cui il parametro beta che esprime il livello specifico di rischio non diversificabile del singolo servizio e il peso del capitale proprio e capitale di debito impiegato per la ponderazione (rapporto D/E).

La durata del periodo regolatorio del tasso di remunerazione del capitale investito per le regolazioni infrastrutturali dei settori elettrico e gas viene fissata in sei anni (2016-2021) e viene previsto un meccanismo di aggiornamento del tasso a metà periodo in funzione dell'andamento congiunturale.

Per il servizio di distribuzione il valore del WACC per il triennio 2016-18 è stato fissato dall'Autorità pari a 6,1% (in riduzione rispetto al 6,9% utilizzato nel biennio 2014-2015) in termini reali prima delle imposte mentre per il servizio di misura tale valore, per il medesimo periodo 2016-18, è stato fissato dall'Autorità pari a 6,6% (in riduzione rispetto al 7,2% utilizzato nel biennio 2014-2015) in termini reali prima delle imposte.

La **Delibera n. 645/2015/R/gas** ha approvato le tariffe obbligatorie e gli importi di perequazione bimestrale d'acconto per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale per l'anno 2016.

La **Delibera n. 704/2016/R/gas** ha adottato disposizioni in materia di riconoscimento dei costi relativi agli investimenti nelle reti di distribuzione del gas naturale. In particolare l'Autorità ha confermato l'introduzione dei costi standard nel meccanismo di riconoscimento dei costi relativi agli investimenti nelle reti di distribuzione del gas naturale a partire dagli investimenti del 2018 con riflessi a partire dalle tariffe nel 2019.

La **Delibera n. 774/2016/R/gas** ha approvato le tariffe obbligatorie e gli importi di perequazione bimestrale d'acconto per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale per l'anno 2017.

La **Delibera n. 775/2016/R/gas** ha definito i criteri per l'aggiornamento infra-periodo, a valere per il triennio 2017-2019, della regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas. L'aggiornamento ha riguardato, a valere dal 1 gennaio 2017, i tassi di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi dei servizi di distribuzione, misura e commercializzazione (X-factor), la componente a copertura dei costi derivanti dagli obblighi di verifica metrologica periodica dei convertitori (DCVER), le componenti a copertura dei costi centralizzati per il sistema di telelettura/telegestione e dei costi dei concentratori (rispettivamente t(tel) e t(con)) e i costi standard da applicare ai gruppi di misura

elettronici ai fini del riconoscimento dei costi di capitale. In particolare:

- relativamente ai costi operativi del servizio di distribuzione e di misura, l'Autorità ha confermato i target di recupero di produttività rispettivamente fissati pari a 1,7% e a 0%;
- relativamente ai costi operativi del servizio di commercializzazione, l'Autorità ha aumentato il costo unitario riconosciuto per l'anno 2017 fissandolo pari a 2,0 euro/pdr e ha confermato l'X-factor pari a 0%;
- relativamente alla componente a copertura dei costi relativi alle verifiche metrologiche (DCVER) l'Autorità, in attesa di approfondimenti, ha previsto una riduzione in via provvisoria per l'anno 2017 del valore unitario della componente fissandola pari a 50 euro per punto di riconsegna;
- relativamente alla componente a copertura dei costi centralizzati per il sistema di telelettura/telegestione t(tel) e alla componente a copertura dei costi dei concentratori t(con) l'Autorità ha previsto, anche per l'anno 2017, il riconoscimento dei costi a consuntivo (con un tetto ai riconoscimenti tariffari per i costi sostenuti pari a 5,74 euro per punto di riconsegna presso cui sia stato messo in servizio uno **smart meter**);
- relativamente al riconoscimento degli investimenti in gruppi di misura di classe inferiore o uguale a G6 relativi all'anno 2016 l'Autorità ha confermato il regime attuale, riconoscendo i costi effettivi sostenuti dalle imprese nei limiti del 150% del costo standard;
- relativamente ai costi standard per gli investimenti in gruppi di misura di classe inferiore o uguale a G6 per l'anno 2017, l'Autorità ha fissato un livello pari a 142 euro/gdm per i gruppi di misura di calibro G4 e pari a 178,8 euro/gdm per i gruppi di misura di calibro G6.

La **Delibera n. 145/2017/R/gas** ha determinato le tariffe di riferimento definitive per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2016, calcolate sulla base dei dati patrimoniali consuntivi relativi all'anno 2015.

La **Delibera n. 146/2017/R/gas** ha rideterminato le tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura del gas per gli anni 2009-2015, sulla base di alcune istanze di rettifica presentate dalle imprese di distribuzione e pervenute entro il 15 febbraio 2017.

La **Delibera n. 220/2017/R/gas** ha determinato le tariffe di riferimento provvisorie per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2017, sulla base dei dati patrimoniali pre-consuntivi relativi all'anno 2016, ai sensi dell'articolo 3, comma 2, lettera a) della RTDG.

La **Delibera n. 389/2017/R/gas** ha riconosciuto i costi operativi per il servizio di misura del gas naturale, relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e ai concentratori per gli anni 2011-2013, sostenuti dalle imprese distributrici che hanno optato per la prestazione di servizi da parte di terzi (soluzione di tipo *buy*), rispetto all'ipotesi di installare propri sistemi e concentratori (soluzione di tipo *make*).

La **Delibera 858/2017/R/gas** ha rideterminato le tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura del gas per gli anni 2009-2016, sulla base di alcune istanze di rettifica presentate dalle imprese di distribuzione e pervenute entro il 15 settembre 2017.

La **Delibera 859/2017/R/gas** ha approvato le tariffe obbligatorie, gli importi di perequazione bimestrale d'acconto per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale, nonché i valori delle componenti a copertura dei costi operativi relativi al servizio di distribuzione, al servizio di misura, alla commercializzazione dei servizi di distribuzione e misura e della componente a copertura dei costi di capitale centralizzati per l'anno 2018.

La **Delibera 904/2017/R/gas** ha adottato disposizioni in materia di riconoscimento di costi relativi all'attività di misura sulle reti di distribuzione di gas naturale e in materia di decorrenza dell'applicazione di criteri di valutazione degli investimenti sulla base di costi *standard*. In particolare:

- relativamente alle modalità di riconoscimento dei costi relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e dei costi dei concentratori, viene rinviata al quinto periodo di regolazione l'adozione di logiche parametriche, prevedendo che il riconoscimento dei costi per gli anni 2018 e 2019 sia effettuato in sostanziale continuità di criteri rispetto a quanto attualmente previsto, sulla base dei dati consuntivi nei limiti di un tetto massimo. Il livello di tale tetto, fissato per il 2017 pari a 5,74 euro/pdr equipaggiato con *smart meter*, viene ridotto a 5,24 euro/pdr equipaggiato con *smart meter* per l'anno 2018 e a 4,74 euro/pdr equipaggiato con *smart meter* per l'anno 2019, con l'obiettivo di recuperare gradualmente in sei anni il gap esistente con i livelli di costo ritenuti efficienti, fissati pari a 2,74 euro/pdr equipaggiato con *smart meter*;
- relativamente ai criteri per la definizione dei costi *standard* dei gruppi di misura del gas per gli anni 2018 e 2019 vengono confermati, per le classi G4 e G6, i valori dei costi *standard* definiti per l'anno 2017 mentre, con riferimento allo *sharing* dei maggiori/minori costi di investimento relativi agli *smart meter* viene adottata la media ponderata del costo *standard* e del costo effettivo, con peso 40% per il costo *standard* e 60% per il costo effettivo;
- relativamente alle modalità di riconoscimento dei costi relativi alle verifiche metrologiche, viene confermato per l'anno 2017 il valore della componente $\Delta CVER_{unit,t}$ pari a 50 euro/pdr in via definitiva; per gli anni 2018 e 2019 viene previsto un riconoscimento a consuntivo, rimandando l'eventuale riconoscimento dei costi su base *standard* ad una fase successiva, quando saranno disponibili osservazioni puntuali dei costi sostenuti dalle imprese per le verifiche che devono essere effettuate in applicazione delle disposizioni del decreto ministeriale n. 93/17;
- relativamente alle scadenze del programma temporale minimo degli obblighi di installazione previsti dalle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas*, l'Autorità rimanda la fissazione di specifici obiettivi fino al 2020 in esito ad un provvedimento da adottare entro il mese di febbraio 2018;
- relativamente all'adeguamento del criterio di riconoscimento tariffario che tenga conto anche degli ammortamenti residui dei gruppi di misura tradizionali G4 e G6 sostituiti con *smart meter* in applicazione delle *Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas*, nel caso di dismissione anticipata di contatori che non sono giunti alla fine della loro vita utile o che hanno visto mutarla a seguito di successive modifiche regolatorie, l'Autorità intende condurre i necessari approfondimenti;
- relativamente alla definizione del prezzario e del metodo di riconoscimento degli investimenti nelle reti di distribuzione del gas naturale a costi *standard*, l'Autorità rimanda la sua applicazione a partire dagli investimenti del 2019 con riflessi a partire dalle tariffe nel 2020 in esito ad un provvedimento da adottare entro il mese di novembre 2018.

La **Delibera 148/2018/R/gas** ha rideterminato le tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura del gas per gli anni 2009-2016, sulla base di alcune istanze di rettifica presentate dalle imprese di distribuzione e pervenute entro il 15 febbraio 2018.

La **Delibera n. 149/2018/R/gas** ha determinato le tariffe di riferimento definitive per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2017, calcolate sulla base dei dati patrimoniali consuntivi relativi all'anno 2016.

La **Delibera n. 177/2018/R/gas** ha determinato le tariffe di riferimento provvisorie per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2018, sulla base dei dati patrimoniali pre-consuntivi relativi all'anno 2017, ai sensi dell'articolo 3, comma 2, lettera a) della RTDG.

La **Delibera n. 389/2018/R/gas** ha differito, per l'anno 2017, i termini in materia di perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione del gas naturale.

REGOLAZIONE COMMERCIALE DEL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE E MISURA DEL GAS

Con la **delibera n. 97/2018/R/com del 22 febbraio 2018**, l'Autorità ha definito misure urgenti per la prima attuazione della Legge n. 205/17 (Legge di Bilancio 2018) in materia di fatturazione e misura per il settore dell'energia elettrica e ha avviato un procedimento per la completa attuazione delle relative disposizioni sia per il settore dell'energia elettrica che per quello del gas naturale. La Legge di Bilancio 2018 ha introdotto disposizioni a tutela dei consumatori, in materia di fatturazione a conguaglio per l'erogazione di energia elettrica, gas e servizi idrici, prevedendo norme relative al termine di prescrizione del diritto al corrispettivo, al diritto dell'utente alla sospensione del pagamento, alla definizione di misure per l'accertamento e l'acquisizione dei dati di consumo effettivo e per l'incentivazione dell'autolettura.

SICUREZZA DEL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE E MISURA DEL GAS

Con la **Delibera n. 195/2017/S/gas del 30 marzo 2017**, pubblicata il 4 aprile 2017, l'Autorità ha irrogato a Italgas una sanzione amministrativa pecuniaria pari a euro 204.000, per violazione dell'articolo 12, comma 7, lettera b), del Testo Unico della Regolazione della Qualità dei servizi di Distribuzione e misura del Gas per il periodo 2009-2012 (Allegato A alla Delibera 7 agosto 2008, ARG/gas n. 120/08).

Tale disposizione prevedeva che l'impresa distributrice, che gestiva reti con condotte in ghisa con giunti in canapa e piombo, in esercizio al 31 dicembre 2003 e non ancora risanate, provvedesse alla loro sostituzione o risanamento entro il 31 dicembre 2010, nella misura minima del 50% della lunghezza di tali condotte. L'obbligo di sostituzione o risanamento si riferiva a ciascun impianto di distribuzione.

Gli elementi acquisiti dagli Uffici dell'Autorità evidenziano che Italgas, al 31 dicembre 2010, con riferimento all'impianto di Venezia, aveva risanato circa 21.308 metri su complessivi 53.533 metri delle condotte in ghisa con giunti in canapa e piombo in esercizio al 31 dicembre 2003, vale a dire il 39,79% circa del totale delle condotte da risanare.

A giudizio dell'Autorità, la società sarebbe, quindi, risultata inadempiente all'obbligo previsto dall'articolo 12, comma 7, lettera b), della relativa regolazione.

Il 29 maggio 2017, Italgas Reti ha proposto ricorso dinanzi al competente TAR Lombardia, sede di Milano, al fine di ottenere l'annullamento delle Deliberazioni n. 195/2017/R/gas e n. 232/2017/R/gas, nonché di tutti gli atti presupposti e conseguenti ad esse connessi.

Con la **delibera n. 190/2018/R/gas del 29 marzo 2018**, l'Autorità ha integrato la disciplina di dettaglio per la valutazione delle istanze finalizzate al versamento parziale o all'esonero dal versamento dell'ammontare previsto nei casi di mancata disalimentazione fisica dei punti di riconsegna forniti nel Servizio di default Distribuzione (SdD), definita con la delibera n. 513/2017/R/gas.

EFFICIENZA ENERGETICA

Con la **determinazione n. 1/2018 - DMRT del 29 gennaio 2018**, l'Autorità ha definito gli obblighi quantitativi nazionali annui di incremento dell'efficienza energetica degli usi finali di gas naturale, da conseguire nell'anno 2018 da parte dei distributori con più di 50.000 clienti finali connessi alla propria rete di distribuzione alla data del 31 dicembre 2016.

Per le società controllate e collegate ad Italgas S.p.A., l'obbligo quantitativo per l'anno 2018, arrotondato all'unità con criterio commerciale ed espresso in numero di Certificati Bianchi, è pari a 825.722 euro per Italgas Reti; 10.595 euro per ACAM Gas; 121.790 euro per Toscana Energia e 5.853 euro per Umbria Distribuzione Gas.

Il **15 febbraio 2018**, il Gestore dei Mercati Energetici (GME) ha pubblicato la versione aggiornata delle Regole di funzionamento del Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica, che entra in vigore con decorrenza immediata, contestualmente alla pubblicazione della stessa.

L'aggiornamento fa seguito ad una specifica comunicazione del Ministero dello Sviluppo Economico, pervenuta il 14 febbraio 2018 ed avente per oggetto la richiesta di adozione di interventi correttivi, a carattere di urgenza, relativamente alle modalità di contrattazione previste sul Mercato dei TEE.

In particolare, il MISE, di concerto con il Ministero dell'Ambiente, al fine di tutelare il corretto funzionamento del meccanismo di incentivazione e limitare gli effetti degli elevati livelli di volatilità dei prezzi sul calcolo del contributo tariffario, ha ritenuto adeguato, allo stato, ridurre la frequenza di svolgimento delle sessioni di mercato ad una sola sessione al mese.

I giorni e gli orari delle sessioni di contrattazione del mercato sono pubblicati sul sito *internet* del GME; le prime sessioni sono state effettuate nei giorni 13 marzo, 17 aprile e 22 maggio 2018.

Con la **determinazione DMRT/EFC/4/2018 del 22 giugno 2018**, in applicazione dei criteri di cui alla delibera n. 435/2017/R/EFR, l'Autorità ha stabilito:

- il valore del contributo tariffario definitivo per l'anno d'obbligo 2017, pari a 311,45 €/TEE, determinato tenendo conto, in particolare, del valore medio ponderato dei prezzi di riferimento rilevanti degli scambi di ciascuna sessione di mercato avvenuti nel periodo compreso tra giugno 2017 e maggio 2018;
- il valore del contributo tariffario di riferimento per l'anno d'obbligo 2018, pari a 250,54 €/TEE, determinato tenendo conto, in particolare, del valore del contributo tariffario definitivo per gli anni d'obbligo 2016 e 2017 e delle quantità di titoli scambiati sul mercato e tramite bilaterali nel periodo compreso tra giugno 2016 e maggio 2018.





Glossario

Il glossario dei termini finanziari, commerciali, tecnici e delle unità di misura è consultabile sul sito internet www.italgas.it.

TERMINI ECONOMICO - FINANZIARI

ATTIVITÀ NON CORRENTI

Voce dell'attivo di stato patrimoniale, che accoglie, al netto dei relativi ammortamenti e svalutazioni, gli elementi destinati a perdurare nel tempo. Sono suddivise nelle seguenti categorie: "Immobili, impianti e macchinari", "Scorte d'obbligo", "Attività immateriali", "Partecipazioni", "Attività finanziarie" e "Altre attività non correnti".

CASH FLOW

Il flusso di cassa netto da attività operativa (*cash flow*) è costituito dalla disponibilità finanziaria generata da un'impresa in un determinato periodo di tempo. Più precisamente, costituisce la differenza tra le entrate correnti (principalmente ricavi d'esercizio monetari) e le uscite monetarie correnti (costi di competenza del periodo di riferimento, che hanno generato un'uscita di cassa).

COSTI FISSI CONTROLLABILI

Sono così definiti i costi fissi operativi delle attività regolate costituiti dalla somma del "Totale costo del personale ricorrente" e dei "Costi esterni ricorrenti della gestione ordinaria".

COVENANT

Un *covenant* è un impegno contenuto all'interno di un contratto di finanziamento in base al quale alcune attività possono o non possono essere effettuate dal prestatore. Nello specifico, un *covenant* si definisce "finanziario" quando impone un limite relativamente alla possibilità di contrarre ulteriore indebitamento; mentre, nei *covenant* di natura "patrimoniale", le clausole mirano, inter alia, a contenere l'utilizzo della leva finanziaria da parte della società, prevedendo l'obbligo del mantenimento di un determi-

nato rapporto tra debito e capitalizzazione di bilancio.

Tali impegni sono imposti dai soggetti finanziari per evitare che le condizioni finanziarie del prestatore possano deteriorarsi e, ove ciò accadesse, poter richiedere un rimborso anticipato del finanziamento.

CREDIT RATING

Rappresenta l'opinione dell'agenzia di *rating* relativamente al merito di credito generale di un debitore o del merito di credito di un debitore con specifico riferimento a un particolare titolo di debito o un'altra forma di obbligo di natura finanziaria, basata sui fattori di rischio rilevanti, la classificazione dei vari livelli di rischio avviene tramite lettere dell'alfabeto e con modalità sostanzialmente analoghe per le varie agenzie.

DIVIDEND PAYOUT

Rappresenta il rapporto tra i dividendi e l'utile netto del periodo ed equivale alla percentuale di utili distribuita agli azionisti sotto forma di dividendi.

OUTLOOK

L'*outlook* indica le prospettive future di un *rating* e guarda a un periodo di tempo lungo, solitamente due anni. Quando è "negativo" significa che il *rating* è debole e che l'agenzia di valutazione riscontra alcuni elementi di criticità. Se i fattori di debolezza dovessero persistere o aggravarsi il *rating* potrebbe venire declassato.

NOTCH

Livello di rischio assegnato dall'agenzia di *rating*, nell'ambito del processo di assegnazione del *credit rating*, a cui corrisponde una probabilità di *default*, cioè di inadempienza dell'emittente.

R.O.E. (RETURN ON EQUITY)

Rapporto tra utile netto e il patrimonio netto di fine periodo, in grado di esprimere la redditività del capitale proprio.

R.O.I. (RETURN ON INVESTMENT) CARATTERISTICO

Rapporto tra utile operativo e capitale investito netto di fine periodo al netto delle partecipazioni, in grado di esprimere la redditività operativa, esprimendo la capacità dell'impresa di remunerare il capitale investito con il risultato della sua attività caratteristica.

TESTO UNICO DELLA FINANZA (TUF)

D. Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58, come successivamente modificato e integrato.

UTILE COMPLESSIVO

Include sia il risultato economico del periodo, sia le variazioni di patrimonio netto afferenti a poste di natura economica che per espressa previsione dei principi contabili internazionali, sono rilevate tra le componenti del patrimonio netto (Altre componenti dell'utile complessivo).

TERMINI COMMERCIALI E TECNICI**ANNO TERMICO**

Periodo temporale di riferimento in cui è suddiviso il periodo di regolazione. A partire dal terzo periodo di regolazione l'anno termico coincide con l'anno solare.

ARERA

L'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) già Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico (AEE-GSI), è un organismo indipendente, istituito con la legge 14 novembre 1995, n. 481 con il compito di tutelare gli interessi dei consumatori e di promuovere la concorrenza, l'efficienza e la diffusione di servizi con adeguati livelli di qualità, attraverso l'attività di regolazione e di controllo. L'azione dell'Autorità, inizialmente limitata ai settori dell'energia elettrica e del gas naturale, è stata in seguito estesa attraverso alcuni interventi normativi e, in particolare, con il decreto-legge n. 201/11, convertito nella legge n. 214/11, le sono state attribuite competenze anche in materia di servizi idrici.

ATEM

Ambito Territoriale Minimo per lo svolgimento delle gare e l'affidamento del servizio di distribuzione del gas, determinati in numero di 177, ai sensi della definizione dell'art. 1 del Decreto Ministeriale 19 gennaio 2011. I comuni appartenenti a ciascun ambito territoriale sono indicati nel Decreto Ministeriale 18 ottobre 2011.

CASSA PER I SERVIZI ENERGETICI E AMBIENTALI - CSEA

Ente pubblico economico che opera nei settori dell'elettricità, del gas e dell'acqua. La sua missione principale è la riscossione di alcune componenti tariffarie dagli operatori; tali componenti vengono raccolte nei conti di gestione dedicati e successivamente erogati a favore delle imprese secondo regole emanate dall'Autorità. La CSEA è sottoposta alla vigilanza dell'Autorità e del Ministero dell'Economia e delle Finanze. La CSEA, inoltre, svolge, nei confronti dei soggetti amministrati, attività ispettive volte ad accertamenti di natura amministrativa, tecnica, contabile e gestionale, consistenti nell'audizione e nel confronto dei soggetti coinvolti, nella ricognizione di luoghi e impianti, nella ricerca, verifica e comparazione di documenti.

CLIENTE FINALE

È il consumatore che acquista gas per uso proprio.

CODICE DI RETE

Documento che stabilisce le norme che regolano i diritti e gli obblighi dei soggetti coinvolti nel processo di erogazione del servizio di distribuzione del gas.

CONCESSIONE DI DISTRIBUZIONE DEL GAS

Atto per mezzo del quale l'Ente locale affida a una società la gestione del servizio di distribuzione del gas naturale che ricade nell'ambito delle prerogative dell'Ente stesso e per il quale la società in questione assume il rischio di gestione.

GARE D'AMBITO

La gara d'ambito è la gara unica per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas svolta in ciascuno dei 177 ATEM individuati con decreto del Ministero dello sviluppo economico del 19 gennaio 2011, ai sensi degli artt. 1 e 2 del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 19 gennaio 2011.

GAS DISTRIBUITO O VETTORIATO

È il quantitativo di gas riconsegnato agli utenti della rete di distribuzione presso i punti di riconsegna.

PEREQUAZIONE

Rappresenta la differenza tra i ricavi di competenza del periodo (VRT annuo) e quelli fatturati alle società di vendita. La posizione netta nei confronti della CSEA viene definita alla scadenza dell'anno termico ed è finanziariamente regolata nel corso dell'anno sulla base di acconti.

PERIODO DI REGOLAZIONE

È il periodo temporale per il quale sono definiti i criteri per la determinazione delle tariffe per il servizio di distribuzione del gas. Il terzo periodo di regolazione si è concluso in data 31 dicembre 2013. È in corso il quarto periodo di regolazione che ha avuto inizio il 1 gennaio 2014 e terminerà il 31 dicembre 2019.

PUNTO DI RICONSEGNA

È il punto di confine tra l'impianto di distribuzione del gas e l'impianto di proprietà o gestito dal cliente finale in cui l'impresa di distribuzione riconsegna il gas trasportato per la fornitura al Cliente finale e nel quale avviene la misurazione.

SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE GAS

Servizio di trasporto di gas naturale attraverso reti di metanodotti locali da uno o più punti di consegna ai punti di riconsegna, in genere a bassa pressione e in contesti urbani, per la consegna ai consumatori finali.

SOCIETÀ DI VENDITA O RELCO (RETAIL COMPANY)

Società che, in virtù di un contratto di accesso alle reti gestite da un Distributore, esercita l'attività di vendita del gas.

REGULATORY ASSET BASED (RAB)

Il termine RAB (*Regulatory Asset Base*) identifica il valore del capitale investito netto ai fini regolatori, calcolato sulla base delle regole definite dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), al fine della determinazione delle tariffe di riferimento.

RAB CENTRALIZZATA

Il Capitale Investito Netto Centralizzato è costituito dalle immobilizzazioni materiali diverse da quelle ricomprese tra le immobilizzazioni materiali di località e dalle immobilizzazioni immateriali (ovvero immobili e fabbricati non industriali; altre immobilizzazioni materiali e immobilizzazioni immateriali, quali ad esempio sistemi di telegestione e telecontrollo, attrezzature, automezzi, sistemi informatici, mobili e arredi, licenze software).

RAB DI LOCALITÀ

Il Capitale Investito Netto di Località relativo al servizio di distribuzione è costituito dalle seguenti tipologie di immobilizzazioni materiali: terreni sui quali insistono fabbricati industriali, fabbricati industriali, impianti principali e secondari, condotte stradali e impianti di derivazione (allacciamenti). Il Capitale Investito Netto di Località relativo al servizio di misura è costituito dalle seguenti tipologie di immobilizzazioni materiali: gruppi di misura tradizionali e gruppi di misura elettronici.

VALORE DI RIMBORSO

Il Valore di Rimborso è l'importo dovuto ai gestori uscenti alla cessazione del servizio, ai sensi dell'art. 5 del decreto del Ministro dello sviluppo economico 12 novembre 2011, n. 226, in assenza di specifiche differenti previsioni di metodologia di calcolo contenute

negli atti delle singole concessioni stipulati prima dell'11 febbraio 2012 (data di entrata in vigore del D.M. n. 226/2011).

VIR O VALORE INDUSTRIALE RESIDUO

Il valore industriale residuo della parte di impianto di proprietà del gestore uscente è pari al costo che dovrebbe essere sostenuto per la sua ricostruzione a nuovo, decurtato del valore del degrado fisico e includendo anche le immobilizzazioni in corso come risultano dai libri contabili (art. 5, comma 5, del D.M. n. 226/2011).

VRT (VINCOLO DEI RICAVI TOTALE)

È il valore totale dei ricavi ammessi per le società di distribuzione dall'autorità regolatrice a copertura dei costi per l'erogazione del servizio di distribuzione e del servizio di misura.

WACC

Weighted Average Cost of Capital (Costo medio ponderato del capitale). Tasso di remunerazione del capitale investito netto.



SOCIETA CAZ VENEZIA





**BILANCIO
CONSOLIDATO
SEMESTRALE
ABBREVIATO
2018**

SITUAZIONE PATRIMONIALE - FINANZIARIA

(migliaia di €)	31.12.2017		30.06.2018		
	Note	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
ATTIVITÀ					
Attività correnti					
Disponibilità liquide ed equivalenti	(6)	2.831		89.392	
Altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a OCI		119		119	
Crediti commerciali e altri crediti	(7)	619.202	225.387	368.961	100.441
Rimanenze	(8)	22.410		30.841	
Attività per imposte sul reddito correnti	(9)	8.571		10.354	
Attività per altre imposte correnti	(9)	21.139		24.714	
Altre attività correnti	(10)	5.944	30	12.738	
		680.216		537.119	
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	(11)	224.651		256.932	
- di cui relativi a Diritto d'uso (*)				36.245	
Attività immateriali	(12)	4.676.561		5.227.669	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(13)	184.829	184.829	180.857	180.857
Altre partecipazioni	(13)	54	54	73	73
Altre attività finanziarie	(7)	156		156	
Altre attività non correnti	(10)	77.891	702	125.163	548
		5.164.142		5.790.850	
Attività non correnti destinate alla vendita	(14)	11		11	
TOTALE ATTIVITÀ		5.844.369		6.327.980	

(migliaia di €)

31.12.2017

30.06.2018

	Note	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO					
Passività correnti					
Passività finanziarie a breve termine	(15)	81.133		530	
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(15)	25.043		19.067	
- di cui relativi a Diritto d'uso (*)				4.049	
Debiti commerciali e altri debiti	(16)	498.174	72.469	504.580	65.663
Passività per imposte sul reddito correnti	(9)	4.489		73.416	
Passività per altre imposte correnti	(9)	11.424		14.611	
Altre passività correnti	(17)	182	175	965	175
		620.445		613.169	
Passività non correnti					
Passività finanziarie a lungo termine	(15)	3.617.044		3.698.449	
- di cui relativi a Diritto d'uso (*)				33.140	
Fondi per rischi e oneri	(18)	208.246		203.185	
Fondi per benefici ai dipendenti	(19)	116.149		115.516	
Passività per imposte differite	(20)	94.790		82.857	
Altre passività non correnti	(17)	2.055	165	449.549	
		4.038.284		4.549.556	
TOTALE PASSIVITÀ		4.658.729		5.162.725	
PATRIMONIO NETTO					
	(21)				
Patrimonio netto di Italgas					
Capitale sociale		1.001.232		1.001.232	
Riserve		(108.358)		13.264	
Utile (perdita) dell'esercizio		292.766		150.649	
Azioni proprie					
Totale patrimonio netto di Italgas		1.185.640		1.165.145	
Interessenze di terzi				110	
TOTALE PATRIMONIO NETTO		1.185.640		1.165.255	
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		5.844.369		6.327.980	

(*) Italgas applica dal primo gennaio 2018 il principio contabile internazionale "IFRS 16 - Leases" che, avendo eliminato la distinzione tra leasing finanziario e operativo, ha determinato per i canoni di leasing operativo l'iscrizione di debiti per impegni verso le società di leasing a fronte dell'iscrizione di Attività materiali per il Diritto d'uso dei relativi beni.

CONTO ECONOMICO

(migliaia di €)	Primo semestre 2017		Primo semestre 2018		
	Note	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
RICAVI	(23)				
Ricavi della gestione caratteristica		774.060	416.254	779.922	442.614
Altri ricavi e proventi		17.099	12.065	25.295	9.955
		791.159		805.217	
COSTI OPERATIVI	(24)				
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		(291.091)	(28.639)	(258.332)	(10.515)
Costo lavoro		(109.896)	3.470	(115.254)	602
		(400.987)		(373.586)	
AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	(25)	(186.082)		(208.617)	
- di cui ammortamenti Diritto d'uso				3.340	
UTILE OPERATIVO		204.090		223.014	
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	(26)				
Oneri finanziari		(18.931)	(133)	(23.872)	(303)
- di cui ammortamenti Diritto d'uso				(107)	
Proventi finanziari		492		375	4
Strumenti finanziari derivati				(234)	
		(18.439)		(23.731)	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	(27)				
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		10.555	10.555	9.711	9.711
		10.555		9.711	
UTILE PRIMA DELLE IMPOSTE	(28)	196.206		208.994	
Imposte sul reddito		(56.608)		(58.343)	
Utile (perdita) dell'esercizio		139.598		150.651	
Di competenza Italgas		139.598		150.649	
Interessenze di terzi				2	
Utile (perdita) netto per azione di competenza Italgas (ammontari in € per azione)	(29)				
base e diluito		0,173		0,186	

PROSPETTO DELL'UTILE COMPLESSIVO

(migliaia di €)	Primo semestre	
	2017	2018
Utile netto del periodo	139.598	150.651
Altre componenti dell'utile complessivo		
Componenti riclassificabili a conto economico:		
Variazione <i>fair value</i> derivati di copertura <i>cash flow hedge</i> (Quota efficace)		(3.925)
Effetto fiscale		942
Componenti non riclassificabili a Conto economico:		
Totale altre componenti dell'utile complessivo al netto dell'effetto fiscale		(2.983)
Totale utile complessivo del periodo	139.598	147.668
Di competenza:		
- Italgas	139.598	147.666
- Interessenze di terzi		2
	139.598	147.668

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI NELLE VOCI DEL PATRIMONIO NETTO

(migliaia di €)

	Capitale sociale	Riserva da consolidamento	Riserva sopraprezzo azioni	Riserva legale
Saldo al 31 dicembre 2016 (a) (Nota 21)	1.001.232	(316.385)	620.130	192.236
Utile netto del primo semestre 2017				
Altre componenti dell'utile complessivo:				
Componenti riclassificabili a Conto economico:				
Componenti non riclassificabili a Conto economico:				
Totale utile complessivo del primo semestre 2017 (b)				
Operazioni con gli azionisti:				
- Destinazione risultato esercizio 2016				
- Attribuzione dividendo Italgas SpA esercizio 2016 (0,20 € per azione)				
- Destinazione risultato residuo 2016 Italgas SpA				8.010
- Riclassifica riserve				
Totale operazioni con gli azionisti (c)				8.010
Altre variazioni di patrimonio netto (d)				
Saldo al 30 giugno 2017 (e=a+b+c+d) (Nota 21)	1.001.232	(316.385)	620.130	200.246

Patrimonio di pertinenza degli azionisti della controllante

Riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value strumenti finanziari derivati <i>cash flow hedge</i> al netto dell'effetto fiscale	Riserva per business combination <i>under common control</i>	Riserva <i>stock grant</i>	Altre riserve	Utili relativi ad esercizi precedenti	Utile netto dell'esercizio	Totale Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto	
(11.744)		(349.854)				(72.209)	1.063.406	888	1.064.294
						139.598	139.598		139.598
						139.598	139.598		139.598
						(72.209)	72.209		
				(161.827)			(161.827)		(161.827)
				(8.010)					
(561)				561					
(561)			(169.276)	(72.209)	72.209	(161.827)			(161.827)
(12.305)		(349.854)	(169.276)	(72.209)	139.598	1.041.177	888		1.042.065

(migliaia di €)

	Capitale sociale	Riserva da consolidamento	Riserva sopraprezzo azioni	Riserva legale
Utile netto del secondo semestre 2017				
Altre componenti dell'utile complessivo:				
Componenti riclassificabili a Conto economico:				
Componenti non riclassificabili a Conto economico:				
- Utile attuariale da remeasurement piani a benefici definiti per i dipendenti				
Totale utile complessivo del secondo semestre 2017 (b)				
Operazioni con gli azionisti				
- Effetto acquisizione 100% di Napoletanagas				
- Effetto Earn-out Roma Ostinese			(7.522)	
Totale operazioni con gli azionisti (c)			(7.522)	
Altre variazioni di patrimonio netto (d)				
Saldo al 31 dicembre 2017 (e=a+b+c+d) (Nota 21)	1.001.232	(323.907)	620.130	200.246
Utile netto del primo semestre 2018				
Altre componenti dell'utile complessivo:				
Componenti riclassificabili a Conto economico:				
- variazione fair value derivati di copertura <i>cash flow hedge</i>				
Componenti non riclassificabili a Conto economico:				
Totale utile complessivo del primo semestre 2018 (b)				
Operazioni con gli azionisti:				
- Destinazione risultato esercizio 2017				
- Attribuzione dividendo Italgas SpA esercizio 2017 (0,208 € per azione)				
- Destinazione risultato residuo 2017 Italgas SpA				
- Variazione area di consolidamento				
Totale operazioni con gli azionisti (c)				
Altre variazioni di patrimonio netto (d)				
Saldo al 30 giugno 2018 (e=a+b+c+d) (Nota 21)	1.001.232	(323.907)	620.130	200.246

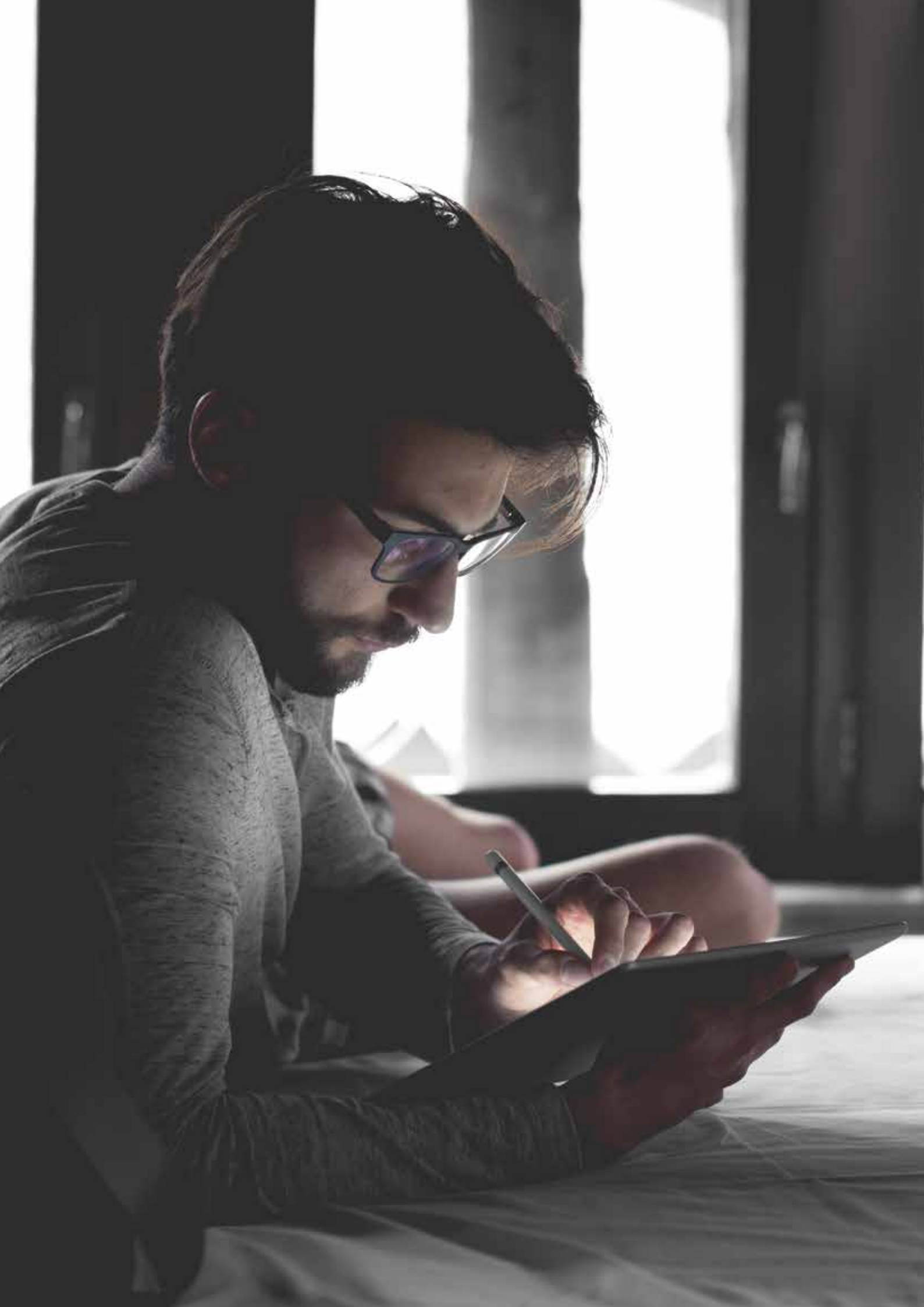
Patrimonio di pertinenza degli azionisti della controllante

Riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value strumenti finanziari derivati <i>cash flow</i> hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva per business combination <i>under common control</i>	Riserva <i>stock grant</i>	Altre riserve	Utili relativi ad esercizi precedenti	Utile netto dell'esercizio	Totale Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
						153.168	153.168	153.168
(1.046)							(1.046)	(1.046)
(1.046)						153.168	152.122	152.122
				(137)			(137)	(1.025)
							(7.522)	(7.522)
				(137)		(7.659)	(888)	(8.547)
(13.351)		(349.854)	(169.413)	(72.209)	292.766	1.185.640		1.185.640
					150.649	150.649	2	150.651
	(2.983)						(2.983)	(2.983)
	(2.983)					150.649	147.666	2
						292.766	(292.766)	
				(168.300)			(168.300)	(168.300)
				(5.852)	5.852			
							108	108
				(174.152)	298.618	(292.766)	(168.300)	108
			20	119				139
(13.351)	(2.983)	(349.854)	20	(343.446)	226.409	150.649	1.165.145	110
								1.165.255

RENDICONTO FINANZIARIO

(migliaia di €)	Note	Primo semestre 2017 2018	
Utile (perdita) del periodo		139.598	150.651
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:			
Ammortamenti		183.861	207.884
- di cui ammortamenti Diritto d'uso			3.340
Svalutazioni nette di attività materiali e immateriali		2.221	733
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(27)	(10.556)	(9.711)
Minusvalenze (plusvalenze) nette su cessioni di attività		1.597	386
(Interessi attivi)		(281)	(369)
Interessi passivi		13.097	19.800
Imposte sul reddito	(28)	56.608	58.343
Altre variazioni			20
Variazioni del capitale di esercizio:			
- Rimanenze		11.708	(8.241)
- Crediti commerciali		193.748	178.977
- Debiti commerciali		(21.194)	61.397
- Fondi per rischi e oneri		(11.445)	(5.782)
- Altre attività e passività		(190.168)	(896)
<i>di cui ratei e risconti contribuiti di allacciamento</i>			4.290
Flusso di cassa del capitale di esercizio		(17.351)	225.455
Variazione fondi per benefici ai dipendenti		(1.017)	(662)
Dividendi incassati		13.805	13.683
Interessi incassati		281	369
Interessi pagati		(13.097)	(18.302)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati		(40.494)	(960)
Flusso di cassa netto da attività operativa		328.272	647.320
- di cui verso parti correlate		549.169	560.465

(migliaia di €)	Note	Primo semestre 2017 2018	
Investimenti:			
- Immobili, impianti e macchinari	(11)	(5.478)	(5.013)
- Attività immateriali	(12)	(223.448)	(216.127)
- Imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda		(1.113)	(93.877)
- Variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale		(1.383)	(37.383)
<i>Flusso di cassa degli investimenti</i>		<i>(231.422)</i>	<i>(352.400)</i>
Disinvestimenti:			
- Immobili, impianti e macchinari		228	2
<i>Flusso di cassa dei disinvestimenti</i>		<i>228</i>	<i>2</i>
Flusso di cassa netto da attività di investimento		(231.194)	(352.398)
<i>- di cui verso parti correlate</i>			
Assunzione di debiti finanziari a lungo termine		2.139.534	268.105
Rimborsi di debiti finanziari a lungo termine			(212.996)
Incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine		(2.074.227)	(97.472)
Acquisto netto di azioni proprie			
Dividendi distribuiti ad azionisti Italgas		(161.827)	(168.300)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento		(96.520)	(210.663)
<i>- di cui verso parti correlate</i>			
Altre variazioni			2.302
<i>- di cui variazioni per Debiti finanziari leasing IFRS 16</i>			<i>(3.272)</i>
Flusso di cassa netto dell'esercizio		558	86.561
Disponibilità liquide ed equivalenti all'inizio dell'esercizio	(9)	1.544	2.831
Disponibilità liquide ed equivalenti alla fine dell'esercizio	(9)	2.102	89.392



Note al bilancio consolidato semestrale abbreviato

INFORMAZIONI SOCIETARIE

Il Gruppo Italgas, costituito da Italgas S.p.A., l'impresa consolidante, e dalle società da essa controllate (nel seguito "Italgas", "Gruppo Italgas" o "gruppo"), è un gruppo integrato che presidia l'attività regolata della distribuzione del gas naturale ed è un operatore di assoluta rilevanza in termini di capitale investito ai fini regolatori (RAB⁸) nel proprio settore.

Italgas S.p.A. è una società per azioni organizzata secondo l'ordinamento della Repubblica Italiana, quotata presso la Borsa di Milano e domiciliata in Milano, in via Carlo Bo n. 11.

CDP S.p.A. consolida Italgas S.p.A. ai sensi del principio contabile IFRS 10 "Bilancio consolidato".

Al 30 giugno 2018, CDP S.p.A. detiene, per il tramite di CDP Reti S.p.A., il 26,05% del capitale sociale di Italgas S.p.A.

1. CRITERI DI REDAZIONE E DI VALUTAZIONE

Il bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2018, di seguito "Bilancio semestrale", è stato predisposto in conformità alle disposizioni previste dallo IAS 34 "Bilanci intermedi".

Nel bilancio semestrale al 30 giugno 2018 sono applicati i principi di consolidamento e criteri di valutazione illustrati in sede di redazione dell'ultima Relazione Finanziaria Annuale, a cui si fa rinvio, fatta eccezione per i principi contabili internazionali entrati in vigore dal 1 gennaio 2018, illustrati nella sezione "Principi contabili di recente emanazione" di detta relazione. In particolare, ai fini del bilancio semestrale al 30 giugno 2018 rilevano le disposizioni dell'IFRS 16 "Leases" (di seguito IFRS 16), dell'IFRS 15 "Ricavi provenienti da contratti con i clienti", e dei relativi chiarimenti riportati nel documento "Chiarimenti dell'IFRS 15 Ricavi provenienti da contratti con i clienti", (di seguito IFRS 15) e dell'IFRS 9 "Strumenti finanziari" (di seguito IFRS 9), sinteticamente riportate nel prosieguo.

In data 13 gennaio 2016 lo IASB ha emesso il principio IFRS 16, basato su un criterio fondamentale che è quello del controllo (c.d. "right of use") di un bene necessario per distinguere i contratti di leasing dai contratti per servizi sulla base di elementi probanti quali: l'identificazione del bene, il diritto di sostituzione dello stesso, il diritto a ottenere sostanzialmente tutti i benefici economici rivenienti dall'uso del bene e il diritto di governare l'uso del bene sottostante il contratto di leasing. Di converso, il pagamento di un corrispettivo lungo la durata contrattuale di utilizzo del bene comporta che l'entità stia implicitamente ottenendo un finanziamento. In sintesi, l'IFRS 16 ha provveduto ad eliminare la distinzione tra leasing finanziario e leasing operativo ed introduce, per il locatario, un unico modello contabile di riconoscimento del leasing. Applicando tale modello l'entità riconosce: (i) attività e passività

8 Il termine RAB (Regulatory Asset Base) identifica il valore del capitale investito netto ai fini regolatori, calcolato sulla base delle regole definite dall'Autorità al fine della determinazione dei ricavi di riferimento per i business regolati.

per tutti i leasing con durata superiore ai dodici mesi; (ii) separatamente nel conto economico l'ammortamento dell'attività riconosciuta e gli interessi sul debito finanziario iscritto.

Le disposizioni dell'IFRS 15 forniscono i criteri di rilevazione e valutazione dei ricavi derivanti da contratti con la clientela prevedendo che la rilevazione dei ricavi sia basata sui seguenti 5 step: (i) identificazione del contratto con il cliente⁹; (ii) identificazione delle performance obligation rappresentate dalle promesse contrattuali a trasferire beni e/o servizi a un cliente; (iii) determinazione del prezzo della transazione; (iv) allocazione del prezzo della transazione alle performance obligation identificate sulla base del prezzo di vendita stand alone di ciascun bene o servizio; (v) rilevazione del ricavo quando la relativa performance obligation risulta soddisfatta, ossia all'atto del trasferimento al cliente del bene o servizio promesso. Il trasferimento si considera completato quando il cliente ottiene il controllo del bene o del servizio, che può avvenire nel continuo (over time) o in uno specifico momento temporale (at a point in time).

Le disposizioni dell'IFRS 9 relativamente alla classificazione e valutazione delle attività finanziarie prevedono le seguenti categorie: (i) attività finanziarie valutate al costo ammortizzato; (ii) attività finanziarie valutate al fair value con imputazione degli effetti nell'other comprehensive income (di seguito anche OCI); (iii) attività finanziarie valutate al fair value con imputazione degli effetti a conto economico.

La classificazione di un'attività finanziaria rappresentativa di uno strumento di debito dipende dalle caratteristiche dei flussi di cassa derivanti dall'attività finanziaria e dal modello di business adottato. In particolare, le attività finanziarie che generano flussi di cassa contrattuali rappresentativi esclusivamente di pagamenti di capitale e interessi sono valutate al costo ammortizzato se possedute con la finalità di incassarne i flussi di cassa contrattuali (cd. business model hold to collect); diversamente sono valutate al fair value con imputazione degli effetti in OCI (di seguito anche FVTOCI) se il modello di business prevede la possibilità di operare cessioni prima della scadenza dello strumento finanziario (cd. business model hold to collect and sell).

Un'attività finanziaria rappresentativa di uno strumento di debito che non è valutata al costo ammortizzato o al FVTOCI è valutata al fair value con imputazione degli effetti a conto economico (di seguito FVTPL); rientrano in tale categoria le attività finanziarie possedute con finalità di trading.

Le attività finanziarie rappresentative di partecipazioni minoritarie, in quanto non possedute per finalità di trading, sono valutate al fair value con imputazione degli effetti a patrimonio netto (FVTOCI) senza previsione del loro rigiro a conto economico in caso di realizzo; diversamente sono rilevati a conto economico i dividendi provenienti da tali partecipazioni. La valutazione al costo di una partecipazione minoritaria è consentita nei limitati casi in cui il costo rappresenti un'adeguata stima del fair value.

⁹ Le disposizioni dell'IFRS 15 definiscono il cliente come la parte che pone in essere un contratto per l'acquisizione, dietro pagamento di un corrispettivo, di beni o servizi che rappresentano l'output delle attività ordinarie di un soggetto fornitore.

I derivati impliciti (embedded derivatives), incorporati all'interno di attività finanziarie, non sono più oggetto di separazione contabile; in tali fattispecie, l'intero strumento ibrido è classificato in base ai criteri generali di classificazione degli strumenti finanziari. I derivati impliciti incorporati all'interno di passività finanziarie e/o attività non finanziarie, sono scorporati se: (i) le caratteristiche economiche e i rischi del derivato implicito non sono strettamente legati alle caratteristiche economiche e ai rischi del contratto principale; (ii) uno strumento distinto con le medesime caratteristiche del derivato implicito soddisfa la definizione di derivato; (iii) lo strumento ibrido nel suo complesso non è valutato al FVTPL.

Le disposizioni dell'IFRS 9 richiedono l'applicazione dell'expected credit loss model per la valutazione della recuperabilità delle attività finanziarie sulla base di un approccio predittivo; in particolare, con riferimento ai crediti commerciali e agli altri crediti, le perdite attese sono state generalmente determinate sulla base del prodotto tra: (i) l'esposizione vantata verso la controparte al netto delle relative mitiganti (c.d. Exposure At Default, EAD); (ii) la probabilità che la controparte non ottemperi alla propria obbligazione di pagamento (c.d. Probability of Default, PD); (iii) la stima, in termini percentuali, della quantità di credito che non si riuscirà a recuperare in caso di default (c.d. Loss Given Default, LGD), sulla base delle esperienze pregresse e delle possibili azioni di recupero esperibili (ad es. azioni stragiudiziali, contenziosi legali, ecc.).

Al riguardo, per la determinazione della probability of default delle controparti sono stati adottati i rating interni già utilizzati ai fini dell'affidamento; per le controparti rappresentate da Entità Statali ed in particolare per le National Oil Company, la probability of default, rappresentata essenzialmente dalla probabilità di un ritardato pagamento, è determinata utilizzando, quale dato di in-

put, i country risk premium adottati ai fini della determinazione dei WACC per l'impairment degli asset non finanziari.

Per la clientela retail, non caratterizzata da rating interni, la valutazione delle perdite attese è basata su una provision matrix, costruita raggruppando, ove opportuno, i crediti in cluster appropriati ai quali applicare percentuali di svalutazione definite sulla base dell'esperienza di perdite pregresse, rettificata, ove necessario, per tener conto di informazioni previsionali in merito al rischio di credito della controparte o di cluster di controparti.

Inoltre, con riferimento alla qualificazione delle operazioni come di copertura, le disposizioni dell'IFRS 9 richiedono: (i) la presenza di una relazione economica tra oggetto coperto e strumento di copertura tale da operare la compensazione delle relative variazioni di valore; (ii) la circostanza che tale capacità di compensazione non sia inficiata dal livello del rischio di credito di controparte; (iii) la definizione di un rapporto tra oggetto coperto e strumento di copertura (cd. hedge ratio) coerente con gli obiettivi di gestione del rischio, nell'ambito della strategia di risk management definita, operando, ove necessario, le appropriate azioni di ribilanciamento (rebalancing). Modifiche degli obiettivi di risk management, il venir meno delle condizioni indicate in precedenza per la qualificazione delle operazioni come di copertura ovvero l'attivazione di operazioni di ribilanciamento determinano la discontinuazione prospettica, totale o parziale, della copertura.

L'adozione dell'IFRS 9 ha inoltre comportato l'aggiornamento degli schemi di bilancio essenzialmente con riferimento alle voci del conto economico, prevedendo l'apertura di una specifica voce per accogliere le svalutazioni/riprese di valore dei crediti commerciali e degli altri crediti (denominata "Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti

commerciali e altri crediti”¹⁰) e la ridenominazione della voce “Riprese di valore (svalutazioni) nette” in “Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali”.

Coerentemente con le disposizioni dello IAS 34, le note al bilancio sono presentate in forma sintetica.

Le imposte sul reddito correnti sono calcolate sulla base del reddito imponibile fiscale esistente alla data di chiusura del periodo. I debiti e i crediti tributari per imposte sul reddito correnti sono rilevati al valore che si prevede di pagare/recuperare alle/dalle autorità fiscali applicando le normative fiscali vigenti o sostanzialmente approvate alla data di chiusura del periodo e le aliquote stimate su base annua.

Le imprese consolidate, le imprese controllate non consolidate, le imprese controllate congiuntamente con altri soci, le imprese collegate nonché le altre partecipazioni rilevanti, la cui informativa è prevista a norma dell'art. 126 della deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modificazioni, sono distintamente indicate nell'allegato “Imprese e partecipazioni di Italgas S.p.A. al 30 giugno 2018”, che è parte integrante delle presenti note.

Il bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2018, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Italgas S.p.A. nella riunione del 30 luglio 2018, è sottoposto a revisione contabile limitata da parte della PricewaterhouseCoopers S.p.A. La revisione contabile limitata comporta un'estensione di lavoro significativamente inferiore a quella di una revisione contabile completa svolta secondo gli statuiti principi di revisione.

Il bilancio semestrale abbreviato adotta l'euro quale valuta di presentazione. I valori delle voci di bilancio e delle relative note, tenuto conto della loro rilevanza, sono espressi in migliaia di euro.

2. MODIFICA DEI CRITERI CONTABILI

Nel bilancio semestrale al 30 giugno 2018 sono applicati i principi di consolidamento e criteri di valutazione illustrati in sede di redazione dell'ultima Relazione Finanziaria Annuale, a cui si fa rinvio, ad eccezione dei principi contabili internazionali entrati in vigore dal 1 gennaio 2018 e già illustrati nella sezione “Principi contabili di recente emanazione” della stessa Relazione Finanziaria Annuale. In particolare, ai fini del bilancio semestrale al 30 giugno 2018 si rilevano le disposizioni dell'IFRS 15, dell'IFRS 9 e dell'IFRS 16 sinteticamente riportate nel prosieguo.

Riguardo all'adozione dell'IFRS 15, il Gruppo Italgas si è avvalso della possibilità, data dalle disposizioni transitorie del principio contabile, di rilevare l'effetto connesso alla rideterminazione retroattiva dei valori nel patrimonio netto al primo gennaio 2018, riguardo alle fatti-

¹⁰ In precedenza tali componenti erano rilevati all'interno della voce “Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi”. Conseguentemente, sebbene non esplicitamente richiesto dalle disposizioni transitorie dell'IFRS 9, le Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti del periodo posto a confronto, effettuate secondo il precedente principio IAS 39, sono stati riclassificati all'interno della nuova voce.

specie esistenti a tale data, senza effettuare il restatement del periodo precedente posto a confronto. L'IFRS 15 ha determinato per Italgas l'adozione di un diverso trattamento contabile per i contributi di allacciamento di carattere privato. È infatti emersa la necessità di rappresentare la componente di remunerazione della quota di investimento di primo impianto (il contributo di allacciamento) quale ricavo da differire over time in coerenza con la vita utile del bene cui si riferisce, anziché considerare il contributo di allacciamento alla stregua di un contributo in conto capitale da rilevare a riduzione dell'attivo. Tale esposizione ha determinato, al primo gennaio 2018, un incremento dell'attivo patrimoniale di 437.046 mila euro e un corrispondente incremento delle altre passività per la quota di ricavi da contributi differiti in ragione della vita utile economico tecnica degli impianti a cui si riferiscono, senza alcun impatto sul patrimonio netto. Nel corso del primo semestre non sono emersi impatti sul risultato operativo, sul risultato netto e sul patrimonio netto.

L'IFRS 9, omologato con il regolamento n. 2016/2067 emesso dalla Commissione Europea in data 22 novembre 2016, è stato adottato a partire dal 1 gennaio 2018. Come consentito dalle disposizioni transitorie del principio contabile, gli effetti della prima applicazione dell'IFRS 9 in materia di classificazione e valutazione, ivi incluso l'impairment, delle attività finanziarie, non sono stati rilevati nel patrimonio netto al 1 gennaio 2018 in quanto non significativi, senza effettuare il restatement del periodo precedente posto a confronto.

Riguardo alla classificazione e alla valutazione delle attività finanziarie del Gruppo Italgas non si segnalano impatti significativi derivanti dall'applicazione del nuovo principio. Con riferimento al modello di impairment basato sull'expected credit loss prescritto dall'IFRS 9, il Gruppo ha sviluppato un nuovo modello di gestione del credito,

che ha consentito di determinare in maniera analitica la differente rischiosità associabile all'esigibilità dei crediti verso clienti sin dal loro sorgere e progressivamente in funzione della loro crescente anzianità. Tali informazioni sono state utilizzate dal Gruppo nella determinazione del fondo svalutazione crediti secondo il modello di impairment basato sull'expected credit loss, che non ha evidenziato una variazione rilevante al 1 gennaio 2018.

Infine si segnala che la società, in data 15 gennaio 2018, ha stipulato un contratto IRS a copertura dell'esposizione alla variabilità dei flussi finanziari futuri (cash flow hedge) derivanti da un finanziamento a tasso variabile stipulato con la BEI in data 28 dicembre 2017 per un ammontare pari a 360 milioni di euro. Il derivato è valutato al FVTOCI in quanto soddisfa le condizioni previste dal nuovo principio contabile (sostanzialmente invariate rispetto a quanto stabilito dallo IAS 39) per poter essere definito di copertura.

Con riferimento all'IFRS 16, il Gruppo Italgas si è avvalso della possibilità di adottare anticipatamente il principio, in concomitanza dell'applicazione dell'IFRS 15. Inoltre, in base alle disposizioni transitorie dell'IFRS 16, sono stati rilevati gli effetti connessi alle fattispecie esistenti alla data del 1 gennaio 2018, senza effettuare il restatement del periodo precedente posto a confronto (cosiddetto "approccio retroattivo modificato") e rilevando il diritto d'uso per un ammontare pari alla relativa passività finanziaria.

Il nuovo principio riguarda i contratti di leasing operativo relativo ad asset quali immobili, attrezzature informatiche e automezzi/autocarri.

In particolare, l'adozione dell'IFRS 16 ha comportato al 1 gennaio 2018, l'iscrizione di maggiori Immobilizzazioni (Diritto d'uso) e Debiti per leasing pari a 32.845 mila euro.

Di seguito sono rappresentati gli effetti derivanti dalla prima applicazione, 1 gennaio 2018, dell'IFRS 9, dell'IFRS 15 e dell'IFRS 16:

(migliaia di €)		01.01.2018				
Voci di bilancio	Dati pubblicati 31.12.2017	Applicazione IFRS 9	Applicazione IFRS 15	Applicazione IFRS 16	Totale effetti prima applicazione	Dati riesposti 01.01.2018
Attività correnti	680.216					680.216
- di cui Crediti commerciali e altri crediti	619.202					619.202
Attività non correnti	5.164.153		437.046	32.845	469.891	5.634.044
- di cui Attività immateriali	4.676.561		437.046		437.046	5.113.607
- di cui Immobili, impianti e macchinari	224.651			32.845	32.845	257.496
Passività correnti	620.445			4.688	4.688	625.133
- di cui Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	25.043			4.688	4.688	29.731
Passività non correnti	4.038.284		437.046	28.157	465.203	4.503.487
- di cui Altre passività non correnti	2.055		437.046		437.046	439.101
- di cui Passività finanziarie a lungo termine	923.005			28.157	28.157	951.162
TOTALE PATRIMONIO NETTO	1.185.640					1.185.640

3. UTILIZZO DI STIME CONTABILI

Con riferimento alla descrizione dell'utilizzo di stime contabili si fa rinvio a quanto indicato nella Relazione finanziaria annuale 2017.

4. PRINCIPI CONTABILI DI RECENTE EMANAZIONE

In data 29 marzo 2018 lo IASB ha pubblicato una revisione del “**Conceptual Framework for Financial Reporting**” con la quale ha fornito una nuova versione delle definizioni di asset e liability, unitamente ad una guida sulla loro misurazione, eliminazione, presentazione e descrizione nelle Note di commento. Il nuovo Conceptual Framework non costituisce una sostanziale revisione della versione originale del Framework e del 2004, mentre lo IASB si è focalizzato su argomenti non ancora analizzati nella stessa versione. Tali disposizioni sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1 gennaio 2020, salvo eventuali successivi differimenti stabiliti in sede di omologazione da parte della Commissione europea.

Il 7 febbraio 2018, lo IASB ha pubblicato il documento **Plan Amendment, Curtailment or Settlement (Amendments to IAS 19)**. Le modifiche allo IAS 19 sono volte a chiarire come si determinano le spese pensionistiche quando si verifica una modifica nel piano a benefici definiti. Le modifiche entrano in vigore il 1 gennaio 2019, salvo eventuali successivi differimenti stabiliti in sede di omologazione da parte della Commissione europea.

In data 26 febbraio 2018 è stato omologato dalla Commissione Europea il documento **“Classification and Measurement of Share based Payment Transaction - Amendments to IFRS 2”** del 20 giugno 2016, con il quale lo IASB: (i) chiarisce gli effetti delle condizioni di maturazione (vesting e non - vesting) sulla valutazione delle operazioni con pagamento basato su azioni regolate per cassa (cash - settled); (ii) specifica che le modifiche di operazioni con pagamento basato su azioni da cash - settled ad equity - settled generano l'eliminazione della passività originaria, la rilevazione a patrimonio netto del pagamento basato su azioni regolato con strumenti rappresentativi di capitale al fair value della data di modifica, nella misura per la quale, alla medesima data, i servizi sono stati resi e la contabilizzazione immediata dell'eventuale differenza a conto economico; (iii) con riferimento alle operazioni con pagamento basato su azioni con regolamento netto derivante da ritenute alla fonte effettuate dal datore di lavoro in forza di leggi o regolamenti fiscali, introduce un'eccezione affinché tali operazioni siano classificate come equity - settled nella loro interezza, nel caso in cui fossero state identificate come tali in assenza del regolamento netto imposto dall'applicazione della normativa fiscale. Tali disposizioni, efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1 gennaio 2018.

In data 14 marzo 2018 è stato omologato dalla Commissione Europea il documento **“Transfers of Investment property - Amendments to IAS 40”** del 8 dicembre 2016 lo IASB chiarisce che un'entità deve riclassificare un immobile a, o da, la categoria inerente gli investimenti immobiliari se e solo se vi è evidenza di un cambiamento d'uso dell'immobile; una modifica dell'intenzione d'uso del management con riferimento all'immobile non costituisce di per sé stessa evidenza di un cambiamento d'uso. Tali disposizioni efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1 gennaio 2018.

In data 28 marzo 2018 è stato omologato dalla Commissione Europea il documento **“IFRIC 22 Foreign Currency Transaction and Advance Consideration”**, emesso dallo IASB il giorno 8 dicembre 2016, con il quale si stabilisce che, in presenza di operazioni in valuta estera per le quali il pagamento viene effettuato o ricevuto in anticipo, il tasso di cambio da applicare per la rilevazione iniziale delle attività, dei costi o dei ricavi che si genereranno a fronte della transazione per cui è stato previsto il pagamento/l'incasso anticipato, corrisponde al tasso di cambio vigente alla data del pagamento dell'incasso anticipato stesso. Tali disposizioni sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1 gennaio 2018.

In data 7 febbraio 2018 è stato omologato dalla Commissione Europea il documento **“Annual Improvements to IFRS Standards 2014-2016 Cycle”** che recepisce le modifiche ad alcuni principi nell'ambito del processo annuale di miglioramento degli stessi (tra cui: IFRS 1 First-time Adoption of International Financial Reporting Standards, IFRS 12 Disclosure of Interest in Other Entities, IAS 28 Investments in Associates and Joint Venture). Le modifiche apportate all'IFRS 1 e allo IAS 28 si applicano a partire dagli esercizi che hanno inizio dal 1 gennaio 2018 o da data successiva, mentre le modifiche apportate all'IFRS 12 si applicano a partire dagli esercizi che hanno inizio dal 1 gennaio 2017 o da data successiva.

In data 22 marzo 2018 è stato omologato dalla Commissione Europea il documento “**Pre-payment Features with Negative Compensation (Amendments to IFRS 9)**”. Le modifiche sono efficaci per gli esercizi che decorrono dal o dopo il 1 gennaio 2019.

5. OPERAZIONI DI AGGREGAZIONI AZIENDALI

EVENTI DEL SEMESTRE

- Perfezionata il 26 gennaio 2018 l'acquisizione del ramo d'azienda di Amalfitana Gas, relativo all'attività di distribuzione del gas naturale in tre ATEM in Campania e Basilicata.
- Perfezionata il 31 gennaio 2018 l'acquisizione del ramo d'azienda di AEnergia Reti relativo alla rete di distribuzione a servizio del Comune di Portopalo di Capopassero (Siracusa).
- Acquisito il 28 febbraio 2018 il 100% del capitale sociale di Ichnusa Gas, holding che controlla 12 società titolari di altrettante concessioni per la realizzazione e l'esercizio di reti di distribuzione di gas in 74 Comuni della Sardegna.
- Perfezionata il 13 marzo 2018 l'acquisizione del 100% di Seaside, Energy Service Company (ESCO) attiva nei servizi di efficientamento energetico.
- Perfezionata, in data 6 aprile 2018, l'acquisizione del 100% di Medea, società di distribuzione e vendita di GPL di Sassari che serve attualmente circa 13.000 clienti nell'ambito di un bacino potenziale di quasi 30.000 utenze e distribuisce in media ogni anno un volume di GPL superiore a 5 milioni di metri cubi.
- Perfezionata, in data 1 maggio 2018, la fusione per incorporazione di Enerco Distribuzione S.p.A. ed SGS S.r.l. in Italgas Reti S.p.A., con effetti contabili e fiscali a partire dal 1 gennaio 2018.
- Perfezionata, in data 31 maggio 2018, l'acquisizione da CPL Concordia di una quota di controllo del 98% del capitale di 6 società operanti nel Sud Italia e titolari nel complesso di 7 concessioni per la costruzione e la gestione della rete gas in 16 Comuni. Le società interessate sono Baranogas Reti, Ischia Reti Gas, Progas Metano, Grecanica Gas, Favara-gas Reti e Sicilianagas Reti.
- Perfezionata, in data 1 giugno 2018, la fusione per incorporazione di Acam Gas S.p.A. in Italgas Reti S.p.A., con effetti contabili e fiscali a partire dal 1 gennaio 2018.

Di seguito l'analisi delle operazioni effettuate nel semestre:

(migliaia di €)

Rami d'azienda	Acquirente	PN al closing	Prezzo pagato	Fair value	PPA
Amalfitana gas	Italgas Reti		20.809	20.809	-
Aenergia	Italgas Reti		2.200	2.595	(395)
Società (*)	Acquirente	PN al closing	Prezzo pagato	Fair value	PPA
Seaside	Italgas S.p.A.	3.189	9.208	da definire	6.019
Medea	Italgas Reti	6.456	15.875	da definire	9.419
Grecanica Gas	Italgas Reti	2.115	2.027	da definire	(88)
Progas Metano	Italgas Reti	278	280	da definire	2
Baranogas Reti	Italgas Reti	587	575	da definire	(12)
Sicilianagas Reti	Italgas Reti	490	490	da definire	
Favaragas Reti	Italgas Reti	979	973	da definire	(6)
Ischia Reti Gas	Italgas Reti	294	300	da definire	6
Gruppo Ichnusa	Italgas Reti	-	1.253	da definire	1.253

(*) Come consentito dal IFRS 3, la contabilizzazione è stata effettuata in via provvisoria, in attesa della definizione dei conguagli prezzi e/o della valutazione definitiva del fair value delle attività e passività acquisite.

6. DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI

Le *disponibilità liquide ed equivalenti*, di importo pari a 89.392 mila euro (2.831 mila euro al 31 dicembre 2017) sono relative a depositi di conto corrente in giacenza presso istituti di credito.

Le disponibilità liquide ed equivalenti non sono soggette a vincoli nel loro utilizzo.

Per un'analisi complessiva della situazione finanziaria e dei principali impieghi di cassa dell'esercizio si rimanda al prospetto del Rendiconto finanziario.

7. CREDITI COMMERCIALI E ALTRI CREDITI CORRENTI E NON CORRENTI

I crediti commerciali e altri crediti correnti pari a 368.961 mila euro (619.202 mila euro al 31 dicembre 2017) e gli altri crediti non correnti, di importo pari a 156 mila euro (di pari importo al 31 dicembre 2017), si analizzano come segue:

(migliaia di €)	31.12.2017			30.06.2018		
	Corrente	Non corrente	Totale	Corrente	Non corrente	Totale
Crediti commerciali	406.479		406.479	231.160		231.160
Crediti finanziari		156	156	1	156	157
- strumentali all'attività operativa		156	156	1	156	156
Crediti per attività di investimento/disinvestimento	5.279		5.279	5.378		5.378
Altri crediti	207.444		207.444	132.422		132.422
	619.202	156	619.358	368.961	156	369.117

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di 21.045 mila euro (20.702 mila euro al 31 dicembre 2017). L'applicazione del principio contabile IFRS 9 non ha comportato al 1 gennaio 2018 alcuna variazione del fondo¹¹.

La movimentazione del fondo svalutazione crediti nel semestre e di seguito indicata:

(migliaia di €)	Fondo svalutazione al 31.12.2017	effetto applicazione IFRS 9	Variaz. area di consolidamento	Accantonamento	Utilizzi	Fondo svalutazione al 30.06.2018
Crediti commerciali	19.014		183	189	(58)	19.328
Altri crediti	1.688		29			1.717
	20.702		212	189	(58)	21.045

I crediti commerciali pari a 231.160 mila euro (406.479 mila euro al 31 dicembre 2017) sono relativi principalmente al servizio di distribuzione gas e prestazioni ad esso accessorie di cui verso Eni S.p.A. pari a 78.013 mila euro (170.239 mila euro al 31 dicembre 2017) e verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (CSEA) relativi alla perequazione¹² (46.456 mila euro; 45.856 mila euro al 31 dicembre 2017).

¹¹ Maggiori informazioni sono disponibili al capitolo "Modifica dei criteri contabili".

¹² Meccanismo in base al quale vengono registrate a debito/credito verso la CSEA le differenze fra quanto fatturato alle società di vendita e il vincolo dei ricavi definito dall'Autorità.

I crediti per attività di investimento/disinvestimento (5.378 mila euro; 5.279 mila euro al 31 dicembre 2017) riguardano crediti per cessioni di attività materiali e immateriali.

Gli altri crediti, pari a 132.422 mila euro (207.444 mila euro al 31 dicembre 2017), si analizzano come segue:

(migliaia di €)	31.12.2017	30.06.2018
Crediti IRES per il Consolidato fiscale nazionale - istanze	15.452	15.572
Altri crediti:	191.992	116.850
- Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (CSEA)	137.901	62.349
- Amministrazione pubbliche	28.874	18.386
- Acconti a fornitori	15.715	25.301
- verso personale	4.493	4.151
- Altri	5.009	6.663
	207.444	132.422

I crediti IRES per il Consolidato fiscale nazionale (15.572 mila euro; 15.452 mila euro al 31 dicembre 2017) si riferiscono principalmente a crediti verso l'ex controllante Eni a fronte dell'istanza di rimborso dell'IRES, derivante principalmente dalla deduzione parziale dell'IRAP relativa ai periodi d'imposta dal 2007 al 2011 (ex Decreto Legge 201/2011).

I crediti verso la CSEA (62.349 mila euro; 137.901 mila euro al 31 dicembre 2017) sono relativi alle componenti tariffarie aggiuntive delle tariffe della distribuzione gas UG2¹³ e Bonus Gas¹⁴ (45.614 mila euro; 39.279 mila euro al 31 dicembre 2017) e per 16.735 mila euro relativi ai Titoli di Efficienza Energetica (98.622 mila euro al 31 dicembre 2017).

Non vi sono crediti in moneta diversa dall'euro.

La valutazione al fair value dei crediti commerciali e degli altri crediti non produce effetti significativi in considerazione del breve tempo che intercorre tra l'insorgere delle posizioni creditorie, la relativa scadenza e le condizioni contrattuali.

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

¹³ Componente aggiuntiva della tariffa di distribuzione al fine di contenere il costo del servizio gas per i clienti finali caratterizzati da bassi consumi.

¹⁴ Componente relativa alle richieste di agevolazione nella spesa per la fornitura del gas naturale sostenuta dai clienti domestici economicamente svantaggiati.

8. RIMANENZE

Le *rimanenze*, di importo pari a 30.841 mila euro (22.410 mila euro al 31 dicembre 2017), sono analizzate nella tabella seguente:

(migliaia di €)	31.12.2017			30.06.2018		
	Valore lordo	Fondo svalutazione	Valore netto	Valore lordo	Fondo svalutazione	Valore netto
Rimanenze						
- Materie prime, sussidiarie e di consumo	22.695	(285)	22.410	31.126	(285)	30.841
- Prodotti finiti e merci						
	22.695	(285)	22.410	31.126	(285)	30.841

Le rimanenze di materie prime, sussidiarie e di consumo (30.841 mila euro al 30 giugno 2018) sono costituite principalmente da misuratori gas in relazione al piano di sostituzione. Il relativo fondo svalutazione è pari a 285 mila euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2017). Sulle rimanenze non sono costituite garanzie reali. Non vi sono rimanenze a garanzia di passività né rimanenze iscritte al valore netto di realizzo.

9. ATTIVITÀ/PASSIVITÀ PER IMPOSTE SUL REDDITO CORRENTI E ATTIVITÀ/PASSIVITÀ PER ALTRE IMPOSTE CORRENTI

Le attività/passività per imposte sul reddito correnti e le attività/passività per altre imposte correnti si analizzano come segue:

(migliaia di €)	31.12.2017	30.06.2018
Attività per imposte sul reddito correnti	8.571	10.354
- IRES	8.229	10.118
- IRAP	342	236
Attività per altre imposte correnti	21.139	24.714
- IVA	18.837	20.770
- Altre imposte	2.302	3.944
Passività per imposte sul reddito correnti	4.489	73.416
- IRES	3.150	60.999
- IRAP	1.339	12.417
Passività per altre imposte correnti	11.424	14.611
- IVA	2.587	7.734
- Ritenute IRPEF su lavoro dipendente	8.144	6.314
- Altre imposte	693	563
	13.797	(52.959)

Le imposte di competenza del periodo sono illustrate alla nota "Imposte sul reddito", a cui si rinvia.



10. ALTRE ATTIVITÀ CORRENTI E NON CORRENTI

Le *altre attività correnti*, di importo pari a 12.738 mila euro (5.944 mila euro al 31 dicembre 2017), e le *altre attività non correnti*, di importo pari a 125.163 mila euro (77.891 mila euro al 31 dicembre 2017), sono così composte:

	31.12.2017			30.06.2018		
	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
Altre attività regolate	3.236	75.310	78.546	3.336	122.328	125.664
Altre attività	2.708	2.581	5.289	9.402	2.835	12.237
- Risconti attivi	2.708	1.148	3.856	7.612	1.039	8.651
- Depositi cauzionali		1.433	1.433		1.334	1.334
- Altri				1.790	462	2.252
	5.944	77.891	83.835	12.738	125.163	137.901

Le Altre attività regolate (125.664 mila euro; 78.546 mila euro al 31 dicembre 2017) sono relative essenzialmente al riconoscimento tariffario, da parte dell'Autorità, in conseguenza del piano di sostituzione dei misuratori tradizionali con quelli elettronici.

La restante voce pari a 12.237 mila euro (5.289 mila euro al 31 dicembre 2017) include principalmente i risconti attivi relativi ai costi diversi del periodo.

11. IMMOBILI, IMPIANTI E MACCHINARI

Gli *immobili, impianti e macchinari*, di importo pari a 256.932 mila euro (224.651 mila euro al 31 dicembre 2017), presentano la seguente composizione e movimentazione:

	(migliaia di €)						30.06.2018
	Terreni	Fabbricati	Impianti e macchinari	Attrezzature industriali e commerciali	Altri beni	Immobilizzazioni in corso e acconti	Totale
Costo al 31.12.2017	11.235	352.648	11.802	150.217	906	4.292	531.100
Diritto d'uso 1.1.2018		26.908		5.937			32.845
Investimenti				7.161		4.163	11.324
Dismissioni		(15)		(2.372)			(2.387)
Variazione area di consolidamento	1.033	188	388	416	312	15	2.352
Altre variazioni	(172)	(6.650)	139	10.427	(626)	(3.847)	(729)
Costo al 30.06.2018	12.096	373.079	12.329	171.786	592	4.623	574.505
Fondo ammortamento al 31.12.2017		(178.431)	(5.263)	(118.151)	(374)		(302.219)
Ammortamenti		(4.153)	(152)	(5.283)	(34)		(9.622)
Ammortamenti diritto d'uso		(1.996)		(1.344)			(3.340)
Dismissioni		15		2.332			2.347
Variazione area di consolidamento		(34)		(363)	(53)		(450)
Altre variazioni		12	3	(291)	217		(59)
Fondo ammortamento al 30.06.2018		(184.587)	(5.412)	(123.100)	(244)		(313.343)
Fondo svalutazione al 31.12.2017			(4.199)			(31)	(4.230)
Fondo svalutazione al 30.06.2018			(4.199)			(31)	(4.230)
Saldo netto al 31.12.2017	11.235	174.217	2.340	32.066	532	4.261	224.651
Saldo netto al 30.06.2018	12.096	188.492	2.718	48.686	348	4.592	256.932
- di cui diritto d'uso		25.500		10.745			36.245

In particolare il dettaglio della voce "Diritto d'uso" è la seguente:

(migliaia di €)

	1.1.2018	Ammortamenti	Variazione area di consolidamento	Incrementi	30.06.2018
Fabbricati	26.908	(1.996)	366	222	25.500
- immobili operativi	25.968	(1.996)	366	222	24.560
- immobili total housing	940				940
Attrezzature industriali e commerciali	5.937	(1.344)	63	6.089	10.745
- ICT	5.304	(1.046)			4.258
- autovetture	633	(298)	63	6.089	6.487
	32.845	(3.340)	429	6.311	36.245
Interessi passivi (inclusi negli oneri finanziari)					107

Gli investimenti (11.324 mila euro) si riferiscono prevalentemente a immobilizzazioni in corso (10.461 mila euro).

Gli ammortamenti (12.962 mila euro), si riferiscono ad ammortamenti economico - tecnici determinati sulla base della vita utile dei beni, ovvero sulla loro residua possibilità di utilizzazione da parte dell'impresa. L'ammortamento relativo a diritto d'uso è pari a 3.340 mila euro.

Il fondo svalutazione pari a 4.230 mila euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2017) è relativo agli impianti e macchinari dell'attività di teleriscaldamento del comune di Cologno Monzese (MB).

Gli impegni contrattuali per l'acquisizione di immobili, impianti e macchinari, nonché per la prestazione di servizi connessi alla loro realizzazione sono riportati alla nota "Garanzie, impegni e rischi".

Nel corso del semestre non sono stati rilevati impairment indicators, né variazioni significative in merito alla valutazione circa la recuperabilità del valore iscritto in bilancio per Immobili, impianti e macchinari.

Vengono pertanto confermate le considerazioni riportate all'interno della Relazione finanziaria annuale 2017, a cui si rimanda.

12. ATTIVITÀ IMMATERIALI

Le attività immateriali, di importo pari a 5.227.669 mila euro (4.676.561 mila euro al 31 dicembre 2017) presentano la seguente composizione e movimentazione:

(migliaia di €)		30.06.2018				
	Vita utile definita				Vita utile indefinita	
	Accordi per servizi in concessione	Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	Immobilizzazioni in corso e acconti	Altre Attività Immateriali	Avviamento	Totale
Costo al 31.12.2017	7.924.020	392.342	12.621	36.380	9.738	8.375.101
Effetto 1 gennaio 2018 IFRS 15	437.046					437.046
Investimenti	203.468		10.849	2.237		216.554
Variazione dell'area di consolidamento	196.361	20			16.699	213.080
Dismissioni	(70.779)			(32)		(70.811)
Altre variazioni	255	686	(941)			
Costo al 30.06.2018	8.690.371	393.048	22.529	38.585	26.437	9.170.970
Fondo ammortamento al 31.12.2017	(3.349.716)	(313.414)		(27.968)		(3.691.098)
Ammortamenti	(176.972)	(15.253)		(2.697)		(194.922)
Variazione dell'area di consolidamento	(120.674)	(15)				(120.689)
Dismissioni	71.633					71.633
Fondo ammortamento al 30.06.2018	(3.575.729)	(328.682)		(30.665)		(3.935.076)
Fondo svalutazione al 31.12.2017	(5.346)			(2.096)		(7.442)
(Svalutazione)/Ripristini di valore	(783)					(783)
Fondo svalutazione al 30.06.2018	(6.129)			(2.096)		(8.225)
Saldo netto al 31.12.2017	4.568.958	78.928	12.621	6.316	9.738	4.676.561
Saldo netto al 30.06.2018	5.108.513	64.366	22.529	5.824	26.437	5.227.669

Gli accordi per servizi in concessione, pari a 5.108.513 mila euro (4.568.958 mila euro al 31 dicembre 2017), riguardano gli accordi tra settore pubblico e privato (“Service concession arrangements”) relativi allo sviluppo, finanziamento, gestione e manutenzione di infrastrutture in regime di concessione tramite affidamento da parte dell’ente concedente. Le disposizioni relative agli accordi per servizi in concessione risultano applicabili per Italgas nell’ambito del servizio pubblico di distribuzione di gas naturale, ovvero agli accordi nell’ambito dei quali l’operatore si impegna a fornire il servizio pubblico di distribuzione del gas naturale alla tariffa stabilita dell’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), detenendo il diritto di utilizzo dell’infrastruttura, controllata dal concedente, al fine di erogare il servizio pubblico.

L’applicazione del principio contabile IFRS 15 ha comportato al 1 gennaio 2018 una variazione pari a 437.046 mila euro.

I diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell’ingegno (64.366 mila euro; 78.928 mila euro al 31 dicembre 2017) riguardano prevalentemente sistemi informativi e applicativi a supporto dell’attività operativa.

Le altre attività immateriali pari a 5.824 mila euro (6.316 mila euro al 31 dicembre 2017), riguardano principalmente verifiche tecniche effettuate su convertitori.

Le attività immateriali a vita utile indefinita (26.437 mila euro; 9.738 mila euro al 31 dicembre 2017) si riferiscono principalmente all’avviamento, rilevato a fronte dell’acquisizione delle società Seaside (6.019 mila euro), Medea (9.419 mila euro) e Ichnusa (1.253 mila euro)¹⁵ e nel 2008, in occasione dell’acquisto, da parte di Italgas, del 100% delle azioni della Siciliana Gas.

Gli investimenti dell’esercizio, pari a 216.544 mila euro (482.436 mila euro al 31 dicembre 2017), sono relativi principalmente agli accordi per servizi in concessione per il mantenimento e sviluppo della rete per la telelettura e la digitalizzazione delle reti.

Gli ammortamenti si riferiscono ad ammortamenti economico - tecnici determinati sulla base della vita utile delle attività immateriali a vita utile definita, ovvero sulla loro residua possibilità di utilizzazione da parte dell’impresa. L’importo pari a 194.922 mila euro include i maggiori ammortamenti conseguenti alla riduzione della vita utile dei misuratori tradizionali¹⁶ (pari a 53,1 milioni di euro), soggetti al piano di sostituzione con quelli elettronici, previsto dalle delibere ARERA nell’ambito del piano di realizzazione della telelettura.

Nel corso del semestre non sono stati rilevati impairment indicators, né variazioni significative in merito alla valutazione circa la recuperabilità del valore iscritto in bilancio per Avviamento e altre Attività immateriali. Vengono pertanto confermate le considerazioni riportate all’interno della Relazione finanziaria annuale 2017, a cui si rimanda.

¹⁵ I valori iscritti a seguito dell’aggregazione sono soggetti al periodo di valutazione di cui al paragrafo 45 dell’IFRS 3 che consente di rilevare nelle situazioni di chiusura importi provvisori, in attesa di acquisire le ulteriori informazioni che potranno derivare da eventuali conguagli inerenti le attività e passività acquisite.

¹⁶ Al fine di completare il processo di ammortamento in coerenza con il programmato piano di sostituzione dei misuratori, da completarsi entro il 2020, è stata adeguata la vita utile degli stessi compresi nel progetto di sostituzione ex delibere AEEGSI n. 631/13 e n. 554/15.

Gli impegni contrattuali per l'acquisto di attività immateriali nonché per la prestazione di servizi connessi alla loro realizzazione sono riportati alla nota "Garanzie, impegni e rischi".

13. PARTECIPAZIONI VALUTATE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

Le partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto, di importo pari a 180.930 mila euro (184.883 mila euro al 31 dicembre 2017), presentano la seguente composizione e movimentazione:

(migliaia di €)

	Partecipazioni in imprese a controllo congiunto	Altre	Totale
Valore al 31.12.2017	184.829	54	184.883
Incrementi per investimenti		19	19
Proventi (oneri) da valutazione al patrimonio netto	9.711		9.711
Decremento per dividendi	(13.683)		(13.683)
Valore al 30.06.2018	180.857	73	180.930

Le plusvalenze da valutazione con il metodo del patrimonio netto (9.711 mila euro) e il decremento per dividendi (13.683 mila euro) si riferiscono essenzialmente alla società Toscana Energia S.p.A.

Sulle partecipazioni non sono costituite garanzie reali.

Le imprese consolidate, le imprese controllate congiuntamente con altri soci, le imprese collegate nonché le altre partecipazioni rilevanti sono distintamente indicate nell'Allegato "Imprese e partecipazioni di Italgas S.p.A. al 30 giugno 2018" che fa parte integrante delle presenti note.

14. ATTIVITÀ DESTINATE ALLA VENDITA

Le *attività destinate alla vendita*, di importo pari a 11 mila euro, (di pari importo al 31 dicembre 2017) riguardano essenzialmente il Compendio immobiliare sito in Via Ostiense a Roma per il quale è stata deliberata la cessione a Eni S.p.A.

Di seguito una tabella riepilogativa della composizione delle Attività classificate come disponibili per la vendita:

(migliaia di €)	31.12.2017	30.06.2018
Attività non correnti destinate alla vendita		
Fabbricati	11	11
	11	11

15. PASSIVITÀ FINANZIARIE A BREVE TERMINE, PASSIVITÀ FINANZIARIE A LUNGO TERMINE E QUOTE A BREVE DI PASSIVITÀ FINANZIARIE A LUNGO TERMINE

Le *passività finanziarie a breve termine*, di importo pari a 530 mila euro (81.133 mila euro al 31 dicembre 2017) e le *passività finanziarie a lungo termine*, comprensive della quota a breve delle passività a lungo termine, di importo pari a 3.717.516 mila euro (3.642.087 mila euro al 31 dicembre 2017) si analizzano come segue:

(migliaia di €)

	31.12.2017				
	Passività a breve termine	Quota a breve termine	Passività a lungo termine		Totale passività a lungo termine
			Quota a lungo termine con scadenza entro 5 anni	Quota a lungo termine con scadenza oltre 5 anni	
Finanziamenti bancari	81.133	1.770	271.671	716.714	990.155
Prestiti obbligazionari		23.273	743.080	1.885.579	2.651.932
	81.133	25.043	1.014.751	2.602.293	3.642.087

(migliaia di €)

30.06.2018

	Passività a lungo termine				Totale passività a lungo termine
	Passività a breve termine	Quota a breve termine	Quota a lungo termine con scadenza entro 5 anni	Quota a lungo termine con scadenza oltre 5 anni	
Finanziamenti bancari	530	472	94.579	691.736	786.787
Prestiti obbligazionari		14.546	643.912	2.235.082	2.893.540
Debiti finanziari per beni in leasing (IFRS 16)		4.049	33.140		37.189
	530	19.067	771.631	2.926.818	3.717.516

PASSIVITÀ FINANZIARIE A BREVE TERMINE

Le passività finanziarie a breve termine, di importo pari a 530 mila euro (81.133 mila euro al 31 dicembre 2017) si riducono di 80.602 milioni di euro principalmente a fronte di un minor utilizzo di linee bancarie uncommitted (76,1 milioni di euro)

Non vi sono passività finanziarie a breve termine denominate in valuta diversa dall'euro.

Il valore di mercato delle passività finanziarie a breve termine è equivalente al valore contabile.

PASSIVITÀ FINANZIARIE A LUNGO TERMINE E QUOTA A BREVE DI PASSIVITÀ FINANZIARIE A LUNGO TERMINE

Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive della quota a breve delle passività a lungo termine, ammontano complessivamente a 3.717.516 mila euro (3.642.087 mila euro al 31 dicembre 2017).

L'incremento rispetto al 31 dicembre 2017, pari a 75.429 mila euro, è attribuibile essenzialmente: (i) alla riapertura, realizzata in data 30 gennaio 2018, dell'emissione obbligazionaria originariamente effettuata il 18 settembre 2017 (500 milioni di euro, scadenza 18 gennaio 2029 e cedola pari all'1,625%) per un importo nominale di 250 milioni di euro; (ii) all'iscrizione di debiti finanziari a seguito dell'adozione dell'IFRS 16 per 37.189 mila euro, parzialmente compensati dal rimborso rispetto all'originaria scadenza di ottobre 2019 di un finanziamento di tipo Term Loan per un ammontare pari a 200 milioni di euro.

L'analisi dei prestiti obbligazionari (2.893.540 mila euro; 2.651.932 mila euro al 31 dicembre 2017), con indicazione della società emittente, dell'anno di emissione, della valuta, del tasso di interesse medio e della scadenza, è analizzata nella tabella di seguito riportata.

(migliaia di €)

Società emittente	Emissione (anno)	Valuta	Valore Nominale	Rettifiche (*)	Saldo al 30.06.2018	Tasso (%)	Scadenza (anno)
Euro Medium Term Notes							
ITALGAS S.p.A.	2017	€	750.000	(1.815)	748.185	1,625%	2027
ITALGAS S.p.A.	2017	€	650.000	(3.955)	646.045	0,500%	2022
ITALGAS S.p.A.	2017	€	750.000	(831)	749.169	1,125%	2024
ITALGAS S.p.A.(**)	2017	€	750.000	141	750.141	1,625%	2029
			2.900.000	(6.460)	2.893.540		

(*) Include aggio/disaggio di emissione e rateo di interesse.

(**) Prestito obbligazionario oggetto di riapertura per un importo incrementale pari a 250 milioni di euro con tasso di interesse e scadenza analoghi al collocamento originario.

I debiti per finanziamenti bancari (786.787 mila euro; 990.155 mila euro al 31 dicembre 2017) si riferiscono a finanziamenti a scadenza (Term Loan), di cui 783.683 mila euro su provvista della Banca europea per gli Investimenti - BEI.

Il valore di mercato delle passività finanziarie a lungo termine ammonta a 3.622.153 mila euro¹⁷.

Non vi sono finanziamenti bancari a lungo termine denominati in valuta diversa dall'euro.

Non risultano inadempimenti di clausole connesse ai contratti di finanziamento.

Italgas dispone di linee di credito committed non utilizzate per un importo pari a 1,1 miliardi di euro.

COVENANTS DI NATURA FINANZIARIA E CLAUSOLE CONTRATTUALI DI NEGATIVE PLEDGE

Al 30 giugno 2018 non sono presenti contratti di finanziamento contenenti covenant finanziari e/o assistiti da garanzie reali. Alcuni di tali contratti prevedono, inter alia, il rispetto di: (i) impegni di negative pledge ai sensi dei quali Italgas e le società controllate sono soggette a limitazioni in merito alla creazione di diritti reali di garanzia o altri vincoli su tutti o parte dei rispettivi beni, azioni o su merci; (ii) clausole pari passu e change of control; (iii) limitazioni ad alcune operazioni straordinarie che la società e le sue controllate possono effettuare.

Italgas ha inoltre in essere al 30 giugno 2018 finanziamenti a medio - lungo termine stipulati con la Banca Europea per gli Investimenti (BEI), per i quali sono previste clausole contrattuali sostanzialmente in linea con quelle sopra esposte. Limitatamente ai finanziamenti BEI è prevista la facoltà del finanziatore di richiedere ulteriori garanzie qualora il credit rating assegnato a Italgas raggiunga il livello BBB - (Standard & Poor's / Fitch Ratings Limited) o Baa3 (Moody's) per almeno due delle tre agenzie di rating.

¹⁷ Il valore include i prestiti obbligazionari il cui valore è stimato sulla base delle quotazioni di mercato al 30 giugno 2018.

Al 30 giugno 2018 i debiti finanziari di natura bancaria soggetti a queste clausole restrittive ammontano a circa 0,78 miliardi di euro.

Il mancato rispetto degli impegni previsti per tali finanziamenti, in alcuni casi solo qualora tale mancato rispetto non venga rimediato nei periodi di tempo previsti, nonché il verificarsi di altre fattispecie quali, a titolo esemplificativo, eventi di cross - default, alcune delle quali soggette a specifiche soglie di rilevanza, determinano ipotesi di inadempimento in capo ad Italgas e, eventualmente, possono causare l'esigibilità immediata del relativo prestito.

Al 30 giugno 2018 non sono verificati eventi che comportino il mancato rispetto dei suddetti impegni.

ANALISI DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO¹⁸

L'analisi dell'indebitamento finanziario netto con l'evidenza dei rapporti con parti correlate è riportata nella tabella seguente:

	31.12.2017			30.06.2018		
	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
A. Disponibilità liquide ed equivalenti	2.831		2.831	89.392		89.392
B. Titoli disponibili per la vendita e da mantenere fino alla scadenza	119		119	119		119
C. Liquidità (A+B)	2.950		2.950	89.511		89.511
D. Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa						
E. Passività finanziarie a breve termine verso banche (*)	82.903		82.903	1.002		1.002
F. Passività finanziarie a lungo termine verso banche		988.385	988.385		786.315	786.315
G. Prestiti obbligazionari	23.273	2.628.659	2.651.932	14.546	2.878.994	2.893.540
H. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate						
I. Passività finanziarie a lungo termine verso entità correlate						
L. Altre passività finanziarie a breve termine						
M. Altre passività finanziarie a lungo termine						
N. Indebitamento finanziario lordo (E+F+G+H+I+L+M)	106.176	3.617.044	3.723.220	15.548	3.665.309	3.680.857
O. Indebitamento finanziario netto (N-C-D)	103.226	3.617.044	3.720.270	(73.963)	3.665.309	3.591.346

(*) Valore comprensivo della quota a breve delle passività finanziarie a lungo termine.

¹⁸ I valori non comprendono i debiti finanziari per beni in leasing pari a 37.189 mila euro.

16. DEBITI COMMERCIALI E ALTRI DEBITI

I *debiti commerciali e altri debiti*, di importo pari a 504.580 mila euro (498.174 mila euro al 31 dicembre 2017), si analizzano come segue:

(migliaia di €)	31.12.2017	30.06.2018
Debiti commerciali	184.050	257.983
Acconti e anticipi	90	1.208
Debiti per attività di investimento	140.618	110.113
Altri debiti	173.416	135.276
	498.174	504.580

I debiti commerciali pari a 257.983 milioni di euro (184.050 mila euro al 31 dicembre 2017) sono relativi principalmente a debiti verso fornitori.

I debiti per attività di investimento pari a 110.113 mila euro (140.618 mila euro al 31 dicembre 2017) riguardano essenzialmente debiti verso fornitori per attività tecniche.

Gli altri debiti (135.276 mila euro; 173.416 mila euro al 31 dicembre 2017) sono di seguito analizzati:

(migliaia di €)	31.12.2017	30.06.2018
Debiti verso Amministrazioni pubbliche	42.743	43.561
Debiti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (CSEA)	57.442	26.726
Debiti verso il personale	39.548	31.043
Debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale	19.157	19.094
Debiti verso consulenti e professionisti	5.923	4.392
Altri debiti	8.603	10.460
	173.416	135.276

I debiti verso Amministrazioni pubbliche (43.561 mila euro; 42.743 mila euro al 31 dicembre 2017) riguardano in prevalenza debiti verso comuni per canoni di concessione inerenti all'attività di distribuzione.

I debiti verso la CSEA (26.726 mila euro; 57.442 mila euro al 31 dicembre 2017) sono relativi ad alcune componenti accessorie delle tariffe relative al servizio distribuzione gas da versare alla stessa Cassa (RE, RS, UG1 e GS)¹⁹.

I debiti verso il personale (31.043 mila euro; 39.548 mila euro al 31 dicembre 2017) riguardano partite debitorie principalmente per ferie maturate e non godute e premio di partecipazione.

Gli altri debiti pari a 10.460 mila euro (8.693 mila euro al 31 dicembre 2017), sono relativi principalmente a debiti del settore idrico relativi a canoni di depurazione acqua.

I debiti verso parti correlate sono illustrati alla nota "Rapporti con parti correlate".

Il valore di iscrizione in bilancio dei debiti commerciali e altri debiti, considerando il limitato intervallo temporale tra il sorgere del debito e la sua scadenza, approssima la relativa valutazione al fair value.

17. ALTRE PASSIVITÀ CORRENTI E NON CORRENTI

Le *altre passività correnti* e le *altre passività non correnti*, sono di seguito analizzate:

	31.12.2017			30.06.2018		
	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
Contratti derivati di copertura <i>Cash flow hedge</i>				133	4.159	4.292
Altre passività	182	2.055	2.237	832	445.390	446.222
- Ratei e risconti contributi di allacciamento					441.750	441.750
- Passività per depositi cauzionali		1.849	1.849		705	705
- Altre	182	206	388	832	2.935	3.767
	182	2.055	2.237	965	449.549	450.514

19 Tali componenti si riferiscono a: (i) RE - Quota variabile a copertura degli oneri per misure e interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale; (ii) RS - Quota variabile a copertura degli oneri per la qualità dei servizi gas; (iii) UG1 - Quota variabile a copertura di eventuali squilibri dei sistemi di perequazione e a copertura di eventuali conguagli; (iv) GS - Quota variabile a copertura del sistema di compensazione tariffaria per i clienti economicamente disagiati.

Le altre passività pari a 450.514 mila euro (2.237 mila euro al 31 dicembre 2017) si incrementano di 448.277 mila euro per effetto dell'adozione a partire dal 1 gennaio 2018 del principio IFRS 15.

Di seguito sono analizzati i contratti derivati di copertura Cash flow hedge:

(migliaia di €) **30.06.2018**

Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge:

- Fair value strumenti di copertura sui tassi d'interesse	(4.159)
- Ratei passivi su strumenti derivati	(133)
	(4.292)

18. FONDI PER RISCHI E ONERI

I *fondi per rischi e oneri*, di importo pari a 203.185 mila euro (208.246 mila euro al 31 dicembre 2017), sono analizzati nella seguente tabella:

(migliaia di €) **30.06.2018**

	Saldo Iniziale	Variazione area di consolidamento	Accantonamenti	Incremento per il trascorrere del tempo	Utilizzi a fronte oneri	Utilizzi per esuberanza	Altre variazioni	Saldo finale
Fondo rischi e oneri ambientali	130.178			599	(2.288)			128.489
Fondo rischi per contenziosi legali	15.013		2.309		(791)	(2.154)	(284)	14.093
Fondo rischi - diversi certificati efficienza energetica	13.887	15	3.345		(1.299)	(4.948)		11.000
Fondi rischi per esodi agevolati	12.190				(1.638)	(11)		10.541
Fondo oneri ripr. funz. strumenti di misura	16.000							16.000
Fondo rischi contratto ICT SNAM	8.419		1.124					9.543
Altri fondi rischi del personale	4.630		174		(156)		(56)	4.592
Fondo rischi contenziosi tributari	1.766	97	732		(38)			2.557
Altri fondi	6.163	13	81		(171)		284	6.370
	208.246	125	7.765	599	(6.381)	(7.113)	(56)	203.185

Il fondo rischi e oneri ambientali pari a 128.489 mila euro (130.178 mila euro al 31 dicembre 2017) accoglie principalmente gli oneri per le bonifiche ambientali del suolo, in applicazione della Legge n. 471/1999 e successive modificazioni, prevalentemente per smaltimento di rifiuti solidi, relativi all'attività di distribuzione.

Il fondo rischi per contenziosi legali pari a 14.093 mila euro (15.013 mila euro al 31 dicembre 2017) accoglie gli oneri che la Società ha stimato di dover sostenere a fronte di cause legali in essere.

Il fondo rischi diversi titoli di efficienza energetica (TEE) pari a 11.000 mila euro (13.887 mila euro al 31 dicembre 2017) è legato al raggiungimento degli obiettivi di efficienza energetica indicati dall'Autorità.

Il fondo rischi ripristino funzionamento strumenti di misura pari a 16.000 mila euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2017), accoglie i costi stimati per l'attività di sostituzione/ripristino delle funzionalità di smart meter G4 e G6 con anomalie di funzionamento.

Il fondo rischi per esodi agevolati pari a 10.541 mila euro (12.190 mila euro al 31 dicembre 2017) riguarda i piani di incentivazione e mobilità relativi al personale.

19. FONDI PER BENEFICI AI DIPENDENTI

I *fondi per benefici ai dipendenti*, di importo pari a 115.516 mila euro (116.149 mila euro al 31 dicembre 2017), si analizzano come segue:

(migliaia di €)	31.12.2017	30.06.2018
Trattamento di Fine Rapporto di lavoro subordinato (TFR)	69.317	69.373
Fondo Integrativo Sanitario Dirigenti aziende dell'Eni (FISDE)	6.082	6.201
Fondo Gas	33.292	32.216
Altri fondi per benefici ai dipendenti	7.458	7.726
	116.149	115.516

Il TFR disciplinato dall'art. 2120 del Codice civile, accoglie la stima dell'obbligazione, determinata sulla base di tecniche attuariali, relativa all'ammontare da corrispondere ai dipendenti all'atto della cessazione del rapporto di lavoro. L'indennità, erogata sotto forma di capitale, è pari alla somma di quote di accantonamento calcolate sulle voci retributive corrisposte in dipendenza del rapporto di lavoro e rivalutate fino al momento di cessazione dello stesso. Per effetto delle modifiche legislative introdotte a partire dal 1 gennaio 2007, per imprese con più di 50 dipendenti, una quota significativa del trattamento di fine rapporto maturando è classificato come un piano a contributi definiti in quanto l'obbligazione dell'impresa è rappresentata esclusivamente dal versamento dei contributi ai fondi pensione, ovvero all'INPS.

Il FISDE pari a 6.201 mila euro, accoglie la stima degli oneri, determinati su basi attuariali, relativi ai contributi da corrispondere a beneficio dei dirigenti in servizio²⁰ e in pensione.

Il FISDE eroga prestazioni sanitarie integrative di tipo economico ai dirigenti del Gruppo Eni²¹ e ai dirigenti pensionati il cui ultimo rapporto di lavoro sia intercorso con qualifica di dirigente con il Gruppo Eni. Il finanziamento del FISDE avviene tramite il versamento: (i) di contributi versati dalle aziende aderenti; (ii) di contributi versati dai Soci per sè stessi e per il nucleo familiare; (iii) contributi ad hoc per specifiche provvidenze. L'ammontare della passività e del costo assistenziale vengono determinati prendendo a riferimento, quale approssimazione della stima degli oneri di assistenza sanitaria erogati dal fondo, il contributo che l'azienda versa a favore dei pensionati.

Il Fondo Gas (32.216 mila euro) riguarda la stima, effettuata su basi attuariali, degli oneri a carico del datore di lavoro derivanti dalla soppressione, a far data dal 1 dicembre 2015, del relativo fondo ai sensi della Legge 6 agosto 2015, n. 125. In particolare, la Legge, agli articoli 9-decies e 9-undecies, ha stabilito a carico del datore di lavoro: (i) un contributo straordinario per la copertura degli oneri relativi ai trattamenti pensionistici integrativi in essere all'atto della soppressione del Fondo Gas per gli anni dal 2015 al 2020²²; (ii) a favore degli iscritti o in prosecuzione volontaria della contribuzione, che alla data del 30 novembre 2015 non maturano il diritto al trattamento pensionistico integrativo da parte del soppresso Fondo Gas, un importo pari all'1% per ogni anno di iscrizione al fondo integrativo moltiplicato per l'imponibile previdenziale relativo al medesimo fondo integrativo per l'anno 2014, da destinare presso il datore di lavoro o alla previdenza complementare.

Allo stato attuale, si è in attesa di conoscere i criteri, le modalità ed i tempi di corresponsione del contributo straordinario. Le scelte dei lavoratori sulla destinazione degli importi (previdenza complementare o presso il datore di lavoro) si sono concluse, così come previsto dalla Legge, in data il 14 febbraio 2016.

Gli altri fondi per benefici ai dipendenti (7.726 mila euro) sono relativi ai premi di anzianità e al piano di Incentivazione Monetaria Differita (IMD) e (IML).

20. PASSIVITÀ PER IMPOSTE DIFFERITE

Le *passività per imposte differite*, di importo pari a 82.857 mila euro (94.790 mila euro al 31 dicembre 2017) sono esposte al netto delle attività per imposte anticipate compensabili, di importo pari a 209.856 mila euro (206.062 mila euro al 31 dicembre 2017).

20 Per i dirigenti in servizio, i contributi sono calcolati a partire dall'anno in cui il dipendente andrà in pensione e riferiti agli anni di servizio già prestato.

21 Il fondo eroga le medesime prestazioni ai dirigenti del Gruppo Italgas.

22 L'art. 9-quinquiesdecies dispone inoltre che "... Qualora dal monitoraggio si verifichi l'insufficienza del contributo straordinario di cui al comma 9-decies per la copertura dei relativi oneri, con decreto direttoriale del Ministero del lavoro e delle politiche sociali, di concerto con il Ministero dello sviluppo economico e con il Ministero dell'economia e delle finanze, si provvede alla rideterminazione dell'entità del contributo straordinario, dei criteri di ripartizione dello stesso tra i datori di lavoro, nonché dei tempi e delle modalità di corresponsione del contributo straordinario all'INPS".

Non vi sono imposte sul reddito anticipate non compensabili.

(migliaia di €)

	31.12.2017	Variazione area di consolidamento	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	30.06.2018
Passività per imposte differite	300.852			(8.139)		292.713
Attività per imposte anticipate (206.062)		861	(4.655)			(209.856)
	94.790	861	(4.655)	(8.139)		82.857

21. PATRIMONIO NETTO

Il *patrimonio netto*, di importo pari a 1.165.255 mila euro (1.185.640 mila euro al 31 dicembre 2017), si analizza come segue:

(migliaia di €)

	31.12.2017	30.06.2018
Patrimonio netto di spettanza di Italgas	1.185.640	1.165.145
Capitale sociale	1.001.232	1.001.232
Riserva legale	200.246	200.246
Riserva da soprapprezzo azioni	620.130	620.130
Riserva da <i>fair value</i> su contratti derivati		(2.983)
Riserva da consolidamento	(323.907)	(323.907)
Riserva per <i>business combination under common control</i>	(349.854)	(349.854)
Riserva <i>stock grant</i>		20
Altre riserve	(169.413)	(343.446)
Utili relativi a esercizi precedenti	(72.209)	226.409
Riserva da <i>remeasurement</i> piani a benefici definiti per i dipendenti	(13.351)	(13.351)
Utile (perdita) netto	292.766	150.649
<i>a dedurre</i>		
- Azioni proprie		
Patrimonio netto di spettanza di terzi		110
	1.185.640	1.165.255

Di seguito sono analizzate le principali componenti del patrimonio netto di Italgas al 30 giugno 2018.

CAPITALE SOCIALE

Il capitale sociale al 30 giugno 2018 risulta costituito da n. 809.135.502 azioni prive di indicazione del valore nominale, a fronte di un controvalore complessivo pari a 1.001.231.518,44 euro (parimenti al 31 dicembre 2017).

RISERVA LEGALE

La riserva legale al 30 giugno 2018 ammonta a 200.246 mila euro (di pari importo al 31 dicembre 2017).

RISERVA DA SOPRAPPREZZO AZIONI

La riserva da soprapprezzo azioni, di pari importo al 31 dicembre 2017, ammonta a 620.130 mila euro.

RISERVA DA CONSOLIDAMENTO

La riserva da consolidamento (negativa di 323.907 mila euro) di pari importo rispetto al 31 dicembre 2017.

ALTRE RISERVE

Le altre riserve riguardano principalmente la riserva per business combination under common control, pari a -349.938 mila euro, iscritta a seguito dell'acquisto da Snam S.p.A. del 38,87% della partecipazione in italgas Reti S.p.A.

RISERVA DA REMEASUREMENT PIANI A BENEFICI DEFINITI PER I DIPENDENTI

La riserva per rimisurazione piani per benefici ai dipendenti al 30 giugno 2018 (-13.351 mila euro) accoglie le perdite attuariali, al netto del relativo effetto fiscale, iscritte nelle altre componenti dell'Utile complessivo, ai sensi di quanto previsto dallo IAS 19.

AZIONI PROPRIE

Al 30 giugno 2018 Italgas non possiede azioni proprie in portafoglio.

DIVIDENDI

L'Assemblea ordinaria degli azionisti di Italgas S.p.A. ha deliberato il 19 aprile 2018 la distribuzione del dividendo ordinario 2017 di 0,208 euro per azione; il dividendo (168.300.184 euro) è stato messo in pagamento a partire dal 23 maggio 2018, con stacco cedola fissato il 21 maggio 2018 e record date il 22 maggio 2018.

INTERESSENZE DI TERZI

Le interessenze di terzi pari a 110 mila euro sono di seguito analizzate:

(migliaia di €)	31.12.2017	30.06.2018
	Patrimonio netto di spettanza di terzi 31.12.2017	Patrimonio netto di spettanza di terzi 30.06.2018
	Risultato di esercizio di spettanza di terzi 31.12.2017	Risultato di esercizio di spettanza di terzi 30.06.2018
Ichnusa Gas		13
Favara Gas		20
Siculiana Gas		10
Barano Gas		12
Ischia Reti Gas		6
Progas Metano		6
Grecanica Gas		43
		2
	110	2

22. GARANZIE, IMPEGNI E RISCHI

Le *garanzie, impegni e rischi*, di importo pari a 185.067 mila euro (147.143 mila euro al 31 dicembre 2017), si analizzano come segue:

(migliaia di €)	31.12.2017	30.06.2018
Garanzie prestate nell'interesse:	105.455	143.379
- di imprese controllate	105.455	143.379
Rischi	41.688	41.688
- per risarcimenti e contestazioni	41.688	41.688
	147.143	185.067

GARANZIE

Le garanzie pari a 143.379 mila euro (105.455 mila euro al 31 dicembre 2017) si riferiscono principalmente a garanzie e fidejussioni rilasciate nell'interesse delle controllate a garanzia di buona esecuzione lavori a fronte di partecipazioni a gare relative alla distribuzione del gas naturale.

RISCHI

I rischi per risarcimenti e contestazioni pari a 41.688 mila euro (di pari importo al 31 dicembre 2017), sono relativi a oneri risarcitori possibili ma non probabili in conseguenza di controversie legali in atto, con bassa probabilità di verifica del relativo rischio economico.

GESTIONE DEI RISCHI FINANZIARI

PREMESSA

Di seguito sono descritte le politiche e i principi di Italgas per la gestione e il controllo dei rischi derivanti da strumenti finanziari sopra elencati.

Con riferimento agli altri rischi che caratterizzano la gestione (i rischi operativi e i rischi specifici dei settori in cui Italgas opera) si rinvia a quanto indicato nella Relazione sulla gestione al capitolo “Fattori d’incertezza e gestione del rischio”.

RISCHIO DI VARIAZIONE DEI TASSI DI INTERESSE

Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e delle passività finanziarie dell’impresa e sul livello degli oneri finanziari netti. Il Gruppo Italgas adotta un modello organizzativo di funzionamento di tipo accentrato. Le strutture di Italgas, in funzione di tale modello, assicurano le coperture dei fabbisogni tramite l’accesso ai mercati finanziari e l’impiego dei fondi, in coerenza con gli obiettivi approvati, garantendo il mantenimento del profilo di rischio entro i limiti definiti.

Al 30 giugno 2018 l’indebitamento finanziario risulta a tasso variabile per l’11,6% e a tasso fisso per l’88,4%.

Alla stessa data il Gruppo Italgas utilizza risorse finanziarie esterne nelle seguenti forme: emissioni obbligazionarie sottoscritte da investitori istituzionali, contratti di finanziamento sindacati con Banche e altri Istituti Finanziatori sotto forma di debiti finanziari a medio - lungo termine e, infine, linee di credito bancarie indicizzate sui tassi di riferimento del mercato, in particolare l’Europe Interbank Offered Rate (Euribor).

Italgas ha come obiettivo il mantenimento, a regime, di un rapporto di indebitamento tra tasso fisso e tasso variabile tale da minimizzare il rischio di innalzamento dei tassi di in-

teresse. A tal proposito nel corso del primo semestre del 2018 la Società ha concluso con successo la riapertura, realizzata in data 30 gennaio 2018, dell’emissione obbligazionaria originariamente effettuata il 18 settembre 2017 (500 milioni di euro, scadenza 18 gennaio 2029 e cedola pari all’1,625%) per un importo di 250 milioni di euro e rendimento dell’1,631%. L’emissione ha consentito di rimborsare integralmente il term loan di 200 milioni di euro e di proseguire nel processo di ottimizzazione della struttura del debito, incrementandone la durata media e la percentuale a tasso fisso.

Nel corso del mese di gennaio 2018 è stata inoltre perfezionata un’operazione in derivati del tipo “Interest Rate Swap” con scadenza 2024 mediante la quale è stato trasformato da tasso variabile a tasso fisso l’intero importo del finanziamento BEI “Gas Network Upgrade” da 360 milioni di euro.

Pertanto un aumento dei tassi di interesse, non recepito – in tutto o in parte – nel WACC regolatorio, potrebbe avere effettivi negativi sull’attività e sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo Italgas.

RISCHIO CREDITO

Il rischio credito rappresenta l’esposizione a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalle controparti. Il mancato o ritardato pagamento dei corrispettivi dovuti potrebbe incidere negativamente sui risultati economici e sulla situazione finanziaria di Italgas.

Le regole per l’accesso degli utenti al servizio di distribuzione del gas sono stabilite dall’ARERA e sono previste nei Codici di Rete, ovvero in documenti che stabiliscono, per ciascuna tipologia di servizio, le norme che regolano i diritti e gli obblighi dei soggetti coinvolti nel processo di erogazione dei servizi stessi, e dettano clausole contrattuali che riducono i rischi di inadempienza da parte dei clienti quali il rilascio

di garanzie bancarie o assicurative a prima richiesta.

Al 30 giugno 2018 non si evidenziano significativi rischi di credito. Si rileva comunque che mediamente il 94% dei crediti commerciali relativi alla distribuzione gas vengono liquidati alla scadenza e oltre il 99% entro i successivi 4 giorni, confermando la primaria affidabilità dei clienti. I crediti da attività diverse rappresentano una quota non significativa per la Società. Non può essere escluso, tuttavia, che Italgas possa incorrere in passività e/o perdite derivanti dal mancato adempimento di obbligazioni di pagamento dei propri clienti.

RISCHIO LIQUIDITÀ

Il rischio liquidità rappresenta il rischio che, a causa dell'incapacità di reperire nuovi fondi (funding liquidity risk) o di liquidare attività sul mercato (asset liquidity risk), l'impresa non riesca a far fronte ai propri impegni di pagamento determinando un impatto sul risultato economico nel caso in cui l'impresa sia costretta a sostenere costi addizionali per fronteggiare i propri impegni o, come estrema conseguenza, una situazione di insolvibilità che pone a rischio l'attività aziendale.

Al fine di mitigare tale rischio e di mantenere un livello di liquidità coerente con quanto richiesto per il mantenimento del rating, Italgas ha sottoscritto contratti di finanziamento non utilizzati al 30 giugno 2018. Tali linee di credito (pari a 1,1 miliardi di euro) potranno essere utilizzate per fronteggiare eventuali esigenze di liquidità, laddove ve ne sia bisogno, qualora il fabbisogno finanziario effettivo risulti superiore a quello stimato. Inoltre, si segnala che alla stessa data, in aggiunta e ad integrazione del ricorso al sistema bancario, il programma Euro Medium Term Notes (EMTN), Deliberato dal Consiglio di Amministrazione di Italgas del 23 ottobre 2017, consente l'emissione di residui 600 milioni di euro nominali da collocare presso investitori istituzionali.

Italgas ha come obiettivo, sul piano finanziario, la costituzione di una struttura finanziaria che, in coerenza con gli obiettivi di business, garantisca un livello adeguato per il gruppo in termini di durata e di composizione del debito. Il conseguimento di tale struttura finanziaria sarà ottenuto mediante il monitoraggio di alcune grandezze chiave, quali il rapporto tra indebitamento e RAB, il rapporto tra indebitamento a breve e a medio lungo termine, il rapporto tra indebitamento a tasso fisso e a tasso variabile e quello fra credito bancario accordato a fermo e credito bancario utilizzato.

RISCHIO RATING

Con riferimento al debito a lungo termine di Italgas, rispettivamente in data 4 agosto e 12 ottobre 2017 Fitch e Moody's hanno confermato il rating assegnato a Italgas S.p.A. (BBB+ con outlook stabile e Baa1 con outlook negativo). In data 25 maggio 2018, Moody's Investor Services ha posto il rating sovrano dell'Italia "under review" per un possibile downgrade e, di conseguenza, in data 30 maggio 2018 la stessa decisione è stata adottata nei confronti del merito di credito a lungo termine di Italgas.

Sulla base delle metodologie adottate dalle agenzie di rating, il downgrade di un notch dell'attuale rating della Repubblica Italiana potrebbe innescare un aggiustamento al ribasso dell'attuale rating di Italgas.

RISCHIO DI DEFAULT E COVENANT SUL DEBITO

Al 30 giugno 2018 non sono presenti contratti di finanziamento contenenti covenant finanziari e/o assistiti da garanzie reali. Alcuni di tali contratti prevedono, inter alia, il rispetto di: (i) impegni di negative pledge ai sensi dei quali Italgas e le società controllate sono soggette a limitazioni in merito alla creazione di diritti reali di garanzia o altri vincoli su tutti o parte dei rispettivi beni, azioni o su merci; (ii) clausole pari passu e change of control; (iii) limitazioni ad alcune

operazioni straordinarie che la società e le sue controllate possono effettuare. Al 30 giugno 2018 tali impegni risultano rispettati.

I prestiti obbligazionari emessi da Italgas al 30 giugno 2018 nell'ambito del programma Euro Medium Term Notes, prevedono il rispetto di covenants tipici della prassi internazionale di mercato, che riguardano, inter alia, clausole di negative pledge e di pari passu.

Il mancato rispetto degli impegni previsti per tali finanziamenti, in alcuni casi solo qualora tale mancato rispetto non venga rimediato nei periodi di tempo previsti, nonché il verificarsi di altre fattispecie quali, a titolo esemplificativo, eventi di cross - default, alcune delle quali soggette a specifiche soglie di rilevanza, determinano ipotesi di inadempimento in capo ad Italgas e, eventualmente, possono causare l'esigibilità immediata del relativo prestito.

Con riferimento ai finanziamenti BEI, i relativi contratti prevedono una clausola per la quale, in caso di una significativa riduzione dell'EBITDA derivante dalla perdita di concessioni, è previsto un obbligo informativo a BEI e un successivo periodo di consultazione, al termine del quale potrebbe essere richiesto il rimborso anticipato del finanziamento.

PAGAMENTI FUTURI A FRONTE DI PASSIVITÀ FINANZIARIE

Nella seguente tabella si riporta il piano di esborsi contrattualmente previsti relativi ai debiti finanziari compresi i pagamenti per interessi:

	(migliaia di €)		Scadenza						
	Saldo al 31.12.2017	Saldo al 30.06.2018	Quota con scadenza entro 12 mesi	Quota con scadenza oltre 12 mesi	2020	2021	2022	2023	Oltre
Passività finanziarie									
Finanziamenti bancari	989.138	786.787		786.787		33.260	33.260	57.260	663.007
Prestiti obbligazionari	2.650.000	2.900.000		2.900.000			650.000		2.250.000
Passività a breve termine	81.133	530	530						
Interessi su finanziamenti			36.496	276.116	36.832	36.368	36.354	32.547	134.015
	3.720.271	3.687.317	37.026	3.962.903	36.832	69.628	69.614	89.807	3.047.022

ALTRE INFORMAZIONI SUGLI STRUMENTI FINANZIARI

Con riferimento alle categorie previste dall'IFRS 9 "Strumenti finanziari", si precisa che Italgas, ad esclusione del derivato IRS di copertura, detiene unicamente attività e passività finanziarie che rientrano integralmente nella categoria degli strumenti finanziari valutati secondo il metodo del costo ammortizzato.



CONTENZIOSI E ALTRI PROVVEDIMENTI

Italgas è parte in procedimenti civili, amministrativi e penali e in azioni legali collegate al normale svolgimento delle sue attività. Sulla base delle informazioni attualmente a disposizione, e tenuto conto dei rischi esistenti, Italgas ritiene che tali procedimenti e azioni non determineranno effetti negativi rilevanti sul proprio bilancio consolidato.

Di seguito è indicata una sintesi dei procedimenti più significativi; salvo diversa indicazione non è stato effettuato alcuno stanziamento a fronte dei contenziosi di seguito descritti in quanto la Società ritiene improbabile un esito sfavorevole dei procedimenti, ovvero perché l'ammontare dello stanziamento non è stimabile in modo attendibile.

CONTENZIOSO PENALE

Italgas Reti S.p.A. - Evento Roma/Via Parlatore

La Procura della Repubblica presso il Tribunale di Roma ha aperto un'indagine in merito all'incidente occorso il 7 settembre 2015 durante un intervento ordinario sulla rete di distribuzione del gas del Comune di Roma.

L'incidente, verificatosi per cause ancora in corso di accertamento, ha dato luogo a un incendio che ha coinvolto tre persone. Due di esse, operai di un'impresa appaltatrice di Italgas Reti, sono state ferite in modo lieve. La terza persona - un dipendente di Italgas Reti - è morta dopo qualche settimana, nonostante le cure mediche.

La Procura della Repubblica di Roma ha richiesto l'archiviazione per tutti gli indagati. Il fascicolo è stato assegnato al GIP per la decisione.

Italgas Reti S.p.A. - Evento Cerro Maggiore/Via Risorgimento

La Procura della Repubblica presso il Tribunale di Busto Arsizio ha aperto un procedimento penale, contro dirigenti, tecnici e operai di Italgas Reti, in relazione all'incidente occorso in data 11 novembre 2015 durante un'attività di pronto intervento. L'incidente è stato causato da una dispersione di gas dovuta a lavori di trivellazione orizzontale teleguidata per la posa di cavo in fibra ottica eseguiti da terzi.

L'esplosione è intervenuta mentre erano in corso le attività di intercettazione del tratto interessato dal danneggiamento, causando il crollo dell'abitazione al civico 39 e provocando la morte della signora che vi abitava, il ferimento grave di un dipendente della società Italgas Reti e di altre due persone in maniera leggera. L'area è stata posta sotto sequestro. In data 15 novembre 2015 la Procura della Repubblica di Busto Arsizio ha notificato un avviso di accertamento tecnico non ripetibile, il Pubblico Ministero ha nominato i propri consulenti tecnici che hanno depositato la loro relazione in data 22 aprile 2016.

Italgas Reti ha, altresì, nominato i propri consulenti tecnici di parte.

In data 24 aprile 2017 è stato notificato l'avviso di conclusione delle indagini preliminari ex art.415 bis c.p.p. alle persone fisiche indagate e ad Italgas Reti, nei confronti della quale viene ipotizzata la mancata adozione di misure di prevenzione in tema di sicurezza sul lavoro.

In data 30 aprile 2018 sono stati acquisiti presso la cancelleria del Tribunale di Busto Arsizio gli atti processuali ancora in corso di notifica: richiesta di rinvio a giudizio, richiesta di archiviazione relativa ad alcune persone fisiche oggetto di indagine, lista testi della Procura. I contenuti della richiesta di rinvio a giudizio sono analoghi a quelli dell'avviso di conclusione delle indagini preliminari notificato l'anno scorso, mentre il decreto di archiviazione comprende anche il datore di lavoro di Italgas Reti. In data 4 maggio 2018 è stato notificato l'avviso di fissazione dell'udienza preliminare per il 26 giugno p.v., unitamente alla richiesta di rinvio a giudizio. L'udienza non si è però tenuta a causa dell'astensione degli avvocati penalisti ed il procedimento è stato rinviato al 23 ottobre 2018.

Italgas Reti S.p.A. - Evento Roma/Via Magnaghi

In data 25 ottobre 2016 mentre era in corso un intervento di sostituzione contatore da parte di dipendenti di un'impresa appaltatrice di Italgas Reti si è verificato un incendio che ha coinvolto, oltre a due operai, anche il proprietario dell'immobile. I tre hanno riportato lesioni di vario grado.

La competente Procura della Repubblica ha avviato le indagini nei confronti di ignoti a cui la Società sta attivamente collaborando.

Italgas Reti S.p.A. - Evento Roma/Via Saba

La Procura della Repubblica presso il Tribunale di Roma ha aperto un'indagine in merito all'incidente occorso il 2 maggio 2018 durante un intervento di riparazione sulla rete di distribuzione del gas del Comune di Roma.

L'incidente, verificatosi in via Saba 68 per cause ancora in corso di accertamento, ha comportato lesioni per un operaio di un'impresa appaltatrice. La Procura della Repubblica di Roma ha in corso le indagini preliminari alle quali Italgas Reti sta attivamente collaborando.

Azioni promosse da Italgas Reti a seguito della fase di Amministrazione Giudiziaria

- A seguito di ricorso presentato da Italgas Reti, in data 25 luglio 2016 la Corte d'Appello di Palermo ha emesso Decreto di revoca della misura del Controllo Giudiziario disposto nei confronti di Italgas Reti, dichiarando per l'effetto cessata l'esecuzione delle conseguenti prescrizioni. La Procura Generale non ha proposto ricorso presso la Corte di Cassazione nei termini di legge; pertanto, il provvedimento è divenuto definitivo.
- Italgas Reti, con ricorso depositato in data 24 ottobre 2016, ha proposto opposizione avverso il Provvedimento di liquidazione dei consulenti tecnici della Procura di Palermo, contestando la propria estraneità e in subordine l'eccesso dei compensi liquidati. Con Ordinanza del 23 gennaio 2018 il Tribunale di Palermo ha riconosciuto che Italgas Reti non è tenuta al pagamento delle spese dei consulenti della Procura in quanto le stesse sono connesse alle misure di prevenzione. I consulenti hanno presentato ricorso in Cassazione.
- Italgas Reti in data 16 gennaio 2017 ha depositato presso il Tribunale di Palermo:
 - una nota di contestazione al rendiconto di gestione presentato dagli Amministratori Giudiziari, evidenziandone i profili di irregolarità ed incompletezza formale e documentale;
 - un'istanza con cui è stata richiesta la restituzione di tutti i costi sostenuti per i compensi ed i rimborsi spese nei confronti degli Amministratori Giudiziari e dei loro coadiutori e consulenti.

Nell'ambito del procedimento relativo all'impugnazione del rendiconto degli Amministratori Giudiziari, a seguito dell'udienza di discussione del 28 settembre 2017, il Tribunale si è riservato la decisione.

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA)

Italgas Reti S.p.A. - Violazioni in materia di qualità del servizio di distribuzione del gas

Con deliberazione 33/2012/S/gas del 9 febbraio 2012, l'AEEGSI - oggi ARERA - ha disposto l'“Avvio di quattro procedimenti sanzionatori per l'irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie, in materia di qualità del servizio di distribuzione del gas” per l'accertamento della violazione degli artt. 2, comma 1 e 12, comma 7, lett. b) della deliberazione ARG/gas 120/08 da parte di quattro imprese di distribuzione del gas naturale, ivi inclusa Italgas Reti.

L'ARERA rileva, in particolare, il mancato rispetto da parte della Società con riguardo all'impianto di Venezia, dell'obbligo di risanare o sostituire entro il 31 dicembre 2010, almeno il 50% delle condotte in ghisa con giunti canapa e piombo in esercizio al 31 dicembre 2003, previsto dall'art. 12, comma 7, lett. b) succitato.

In data 25 marzo 2016 l'ARERA ha trasmesso la comunicazione delle risultanze istruttorie. All'esito del procedimento l'ARERA con Deliberazione n. 195/2017/S/Gas del 30 marzo 2017 così come rettificata dalla Deliberazione n.232/2017/S/Gas del 6 aprile 2017 ha irrogato a Italgas Reti una sanzione amministrativa pecuniaria di Euro 204.000,00 per violazione dell'articolo 12, comma 7, lett. b), della RQDG. A prescindere da ogni considerazione in merito all'effettiva sussistenza di una responsabilità della Società relativamente alla condotta contestata, la sanzione comminata appare contestabile nella sua entità perché sproporzionata rispetto alla condotta in concreto tenuta da Italgas Reti e anche alla luce di analoga sanzione, di importo assai minore, comminata in altro procedimento per la medesima fattispecie relativo all'anno 2008. La Società ha deciso di impugnare i citati provvedimenti innanzi al Tar Lombardia notificando il relativo ricorso in data 29 maggio 2017. Si è in attesa della fissazione d'udienza.

Italgas Reti S.p.A. - Violazioni in tema di fatturazione della componente tariffaria “canoni comunali” nel servizio di distribuzione gas

Con deliberazione 104/2015/S/gas del 12 marzo 2015, l'AEEGSI - oggi ARERA - ha disposto l'avvio di un procedimento sanzionatorio per violazioni in tema di fatturazione della c.d. componente COLci.

L'ARERA contesta, in particolare, il mancato rispetto delle modalità di fatturazione, previste dalla regolazione vigente, di detta componente.

Il termine di durata dell'istruttoria è fissato in 180 giorni, mentre il termine per l'adozione del provvedimento finale è fissato in 90 giorni decorrenti dalla chiusura dell'istruttoria.

In data 23 aprile 2015, l'ARERA ha formulato una richiesta di trasmissione dei dati di fatturazione della componente tariffaria COLci inerenti agli anni 2009-2013 cui la Società ha fornito riscontro in data 7 maggio 2015. In data 5 aprile 2018 l'ARERA, all'esito dell'istruttoria ha notificato alla Società le relative risultanze ritenendola responsabile delle violazioni contestate relativamente al solo anno 2013. La Società ha inviato, in data 27 aprile 2018, una

memoria di replica e in data 22 maggio 2018 ha preso parte all'audizione finale di fronte al Collegio dell'ARERA.

CONTENZIOSO AMMINISTRATIVO

Italgas Reti S.p.A. - Comune di Venezia - Consiglio di Stato (R.G. 8060/2017) e Tar Veneto (R.G. 346/2018)

Italgas Reti ha impugnato gli atti con cui il Comune di Venezia ha decurtato dal rimborso spettante a Italgas Reti in qualità di gestore uscente, il valore (per Italgas il Valore Industriale Residuo al 31/12/2014 ammonta a 31,6 milioni di euro) di una porzione della rete di distribuzione (cd. Blocco A) di cui il Comune di Venezia sostiene di avere acquisito - a titolo di devoluzione gratuita - la proprietà allo scadere dell'originario atto di concessione (2010). Secondo Italgas Reti, invece, la scadenza della concessione e quindi il termine di maturazione della devoluzione gratuita è stato posticipato al 2025 in forza del successivo atto aggiuntivo e modificativo all'originario atto di concessione, sottoscritto tra le parti nel 1995.

Il TAR Veneto con sentenza n. 654/2017 ha respinto il ricorso proposto dalla Società ritenendo che la devoluzione gratuita di una parte della rete di distribuzione sia maturata all'originaria scadenza del rapporto concessorio (2010). Italgas Reti ha impugnato la sentenza innanzi al Consiglio di Stato. Conseguentemente alla sentenza n. 654/2017, con lettera del 2 febbraio 2018 il Comune di Venezia ha chiesto a Italgas Reti la corresponsione di un canone, con importo da determinarsi, in relazione all'uso degli impianti oggetto di devoluzione gratuita. Italgas Reti ha contestato tale richiesta con ricorso innanzi al Tar Veneto.

In data 4 luglio 2018, è stata depositata la sentenza n. 4104/2018 con cui il Consiglio di Stato ha respinto l'appello proposto da Italgas Reti contro la pronuncia del TAR Veneto n. 654/2017, confermando l'acquisizio-

ne a titolo gratuito a favore del Comune di Venezia dei cespiti ricompresi nel Blocco A, nonché l'obbligo per la Società di versare un canone per l'utilizzo della porzione di rete oggetto di devoluzione gratuita.

La Società sta valutando i possibili rimedi giurisdizionali esperibili contro la sentenza del Consiglio di Stato, mentre, anche a fronte di una richiesta di canone da parte del Comune di Venezia equivalente alla remunerazione tariffaria dei cespiti del Blocco A, in assenza di una specifica normativa di riferimento non è in grado, ad oggi, di determinare in modo attendibile l'entità della passività.

Contestualmente, a seguito della citata disposizione del Consiglio di Stato, la Società ha provveduto ad accelerare l'ammortamento della porzione di rete relativa al cd. Blocco A per un valore pari a 3 milioni di euro.

Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM)

Con decisione del 5 dicembre 2017 l'AGCM ha deliberato l'avvio del procedimento IP 288 nei confronti di Eni gas e luce S.p.A. per mancata ottemperanza al provvedimento dell'AGCM dell'11 maggio 2016 di accertamento di pratiche commerciali scorrette, poste in essere quantomeno dal mese di marzo 2014, consistenti in un'inadeguata gestione dei reclami dei clienti finali riguardanti la fatturazione e la ritardata restituzione degli importi dovuti a vario titolo ai clienti finali medesimi. Nell'ambito del provvedimento IP 288, il 14 e 15 dicembre 2017 l'AGCM ha effettuato un'ispezione presso i locali di Italgas Reti per la raccolta di documenti utili ai fini dell'istruttoria avviata nei confronti di Eni gas e luce S.p.A., tenuto conto che Italgas Reti è una delle principali imprese attive nella distribuzione del gas e svolge attività di misura e validazione delle autoletture. Italgas Reti è dunque estranea al procedimento IP 288.

CONTENZIOSI FISCALI

Italgas Reti S.p.A. - Imposte dirette

Con riferimento alla verifica fiscale generale dell'Agenzia delle Entrate, relativa al periodo d'imposta 2009, conclusasi in data 7 dicembre 2012 con il rilascio del Processo Verbale di Costatazione, sono stati formulati rilievi, che determinano maggiori imposte per IRES, IRAP e IVA, pari complessivamente a circa un milione di euro, oltre ad interessi e sanzioni.

La Società, limitatamente all'avviso di accertamento concernente l'IRES, in data 28 maggio 2015, ha proposto ricorso innanzi alla Commissione Tributaria Provinciale di Torino, contestando unicamente i rilievi relativi all'indebita deduzione di imposte estere e ad oneri ritenuti non inerenti; tale ricorso è stato accolto con sentenza del 23 giugno 2016. L'Agenzia delle Entrate ha proposto appello contro la sentenza.

In relazione agli altri rilievi, non contestati dalla Società, la stessa nel mese di luglio 2017 ha aderito alla definizione agevolata dei carichi pendenti che ha consentito, mediante il pagamento di complessivi 558.131,08 euro, di estinguere il debito, senza corrispondere le sanzioni comminate. A fronte di tale pagamento si è provveduto all'utilizzo del fondo rischi.

In data 10 aprile 2018 la Commissione Tributaria Regionale del Piemonte, in riforma della sentenza di primo grado, ha respinto il ricorso di Italgas Reti. La Società ha conseguentemente adeguato il fondo rischi per contenziosi fiscali, tramite un accantonamento di € 728.000, per il potenziale esborso (IRES, IRAP ed interessi) derivante dalla pronuncia dei giudici d'appello.

Nel mese di luglio 2018 l'Agenzia delle Entrate ha intimato il pagamento delle predette somme, che sono state versate da Italgas Reti rispettivamente in data 9 luglio 2018

(IRES e relativi interessi per € 696.796,76) e 20 luglio 2018 (IRAP e relativi interessi per € 107.051,38), attingendo dal fondo rischi in parola.

In data 3 maggio 2017 è stato notificato un verbale di constatazione della Guardia di Finanza di Torino, che ha contestato, con riferimento al periodo di imposta 2014, l'indebita detrazione di IVA per 704.000 euro.

A fronte della contestazione è stato accantonato a fondo rischi un importo equivalente all'IVA e alle relative sanzioni, calcolate in relazione all'ipotesi di accertamento con adesione, nonché ai conseguenti interessi, per complessivi 1.050.966,00 euro.

L'Agenzia delle Entrate non ha ancora emesso l'atto di accertamento, ma ha notificato Invito a comparire ed è stato instaurato il contraddittorio per una eventuale definizione agevolata della controversia.

Italgas Reti S.p.A. - Tributi locali

Il 29 dicembre 2016 sono stati notificati ad Italgas Reti dalla AMA, per conto del Comune di Roma, avvisi di accertamento della tariffa rifiuti - relativa al periodo dal 1° gennaio 2011 al 31 dicembre 2013 - e della tassa rifiuti - relativa al periodo dal 1° gennaio 2014 al 30 giugno 2016 - in relazione agli immobili di proprietà della Società in Via Giuseppe Guicciardi n. 47/53. A fronte di tale accertamento si è operato un accantonamento al fondo rischi, pari ad euro 1.572.117,10, in misura corrispondente al computo della tariffa/tassa, delle sanzioni ridotte (previste in caso di definizione agevolata) e dei relativi interessi. In mancanza di un tempestivo riscontro da parte dell'ente impositore circa la richiesta di riesame degli avvisi proposta dalla Società, si è proceduto all'impugnazione degli stessi innanzi alla Commissione Tributaria Provinciale di Roma.

Nel mese di settembre 2017 la Società ha presentato domanda di definizione della

controversia tributaria (ex D.L. n. 50/2017 e Delibera n. 45/2017 del Comune di Roma), effettuando il pagamento della somma complessiva di euro 791.117,36 con contestuale utilizzo del fondo rischi e storno dell'eccedenza pari a euro 780.999,64.

Negli anni dal 2013 al 2016 sono stati notificati alla ex Napoletanagas S.p.A. incorporata n. 14 avvisi di accertamento relativi alla Tassa smaltimento rifiuti nel Comune di Caserta che sono stati oggetto di contestazione da parte della Società presso le competenti Commissioni Tributarie. A seguito del passaggio in giudicato di alcune sentenze che hanno accolto i ricorsi, nel 2017 sono stati effettuati storni per euro 226.756,67 riguardanti la parte del fondo rivelatasi eccedente.

Il fondo accoglie inoltre i saldi del corrispondente fondo rischi della Ex Acam Gas S.p.A. incorporata nel 2018, pari a euro 236.251,81, relativo prevalentemente a passività potenziali legate alla fiscalità dei cespiti. L'accantonamento era stato eseguito in fase di compravendita delle quote societarie da parte di Italgas Reti.

23. RICAVI

La composizione dei ricavi del primo semestre 2018, di importo pari a 805.217 mila euro (791.159 mila euro nel primo semestre 2017) è riportata nella tabella seguente.

(migliaia di €)	Primo semestre	
	2017	2018
Ricavi della gestione caratteristica	774.060	779.922
Altri ricavi e proventi	17.099	25.295
	791.159	805.217

I ricavi del gruppo sono conseguiti esclusivamente in Italia e sono dettagliati di seguito.

RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA

I ricavi della gestione caratteristica, di importo pari a 779.922 mila euro (774.060 mila euro nel primo semestre 2017), sono analizzati nella tabella seguente:

(migliaia di €)	Primo semestre	
	2017	2018
Distribuzione gas naturale	498.735	502.172
Ricavi per costruzione e migliorie infrastrutture (IFRIC 12)	223.255	203.282
Ricavi contributo ex art. 57 della Delibera AEEGSI n. 367/14	28.859	47.018
Assistenza tecnica, ingegneristica, informatica e prestazioni varie	19.411	23.810
Distribuzione e vendita acqua	3.800	3.640
	774.060	779.922

I ricavi della gestione caratteristica (779.922 mila euro) si riferiscono principalmente al corrispettivo per il servizio di vettoriamento del gas naturale (502.172 mila euro), a ricavi derivanti dalla costruzione e dal potenziamento delle infrastrutture di distribuzione del gas naturale connessi agli accordi in concessione ai sensi di quanto previsto dall'IFRIC 12 (203.282 mila euro) e a ricavi contributo ex art. 57 della Delibera AEEGSI n. 367/14 (47.018 mila euro), relativi al piano di investimenti di sostituzione di misuratori tradizionali con quelli elettronici (smart meter), così come previsto dal progetto sulla telelettura ai sensi delle delibere AEEGSI n. 631/13 e n. 554/15.

I ricavi della gestione caratteristica sono esposti al netto delle seguenti voci, relative a componenti tariffarie, addizionali rispetto alla tariffa, destinate alla copertura degli oneri di carattere generale del sistema gas. Gli importi riscossi da Italgas sono versati, per pari importo, alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA).

(migliaia di €)	Primo semestre	
	2017	2018
Corrispettivi RE-RS-UG1	49.440	68.849
Corrispettivi UG3	23.823	26.345
Corrispettivi UG2	(13.989)	(8.311)
Corrispettivi Bonus Gas e GS	(3.931)	(4.786)
	55.343	82.097

I corrispettivi addizionali al servizio di distribuzione (82.097 mila euro) riguardano principalmente i seguenti corrispettivi: (i) RE, a copertura degli oneri per misure ed interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili del settore del gas; (ii) RS, a copertura per la qualità dei servizi gas; (iii) UG1, a copertura di eventuali squilibri del sistema di perequazione e di eventuali conguagli; (iv) UG2, a compensazione dei costi di commercializzazione della vendita al dettaglio; (v) UG3int, a copertura degli oneri connessi all'intervento di interruzione; (vi) UG3ui, a copertura degli oneri connessi agli eventuali squilibri dei saldi dei meccanismi perequativi specifici per il Fornitore del servizio di Default Distribuzione (FDD), nonché degli oneri della morosità sostenuti dai Fornitori di Ultima Istanza (FUI), limitatamente ai clienti finali non disalimentabili; (vii) UG3ft, di alimentazione del conto oneri per il servizio dei fornitori transitori sulla rete di trasporto; (viii) GS, a copertura del sistema di compensazione tariffaria per i clienti economicamente disagiati.

I ricavi della distribuzione del gas (502.172 mila euro) si riferiscono al trasporto di gas naturale per conto di tutti gli operatori commerciali che richiedano l'accesso alle reti delle società di distribuzione in base al Codice di Rete; i volumi annuali di trasporto più rilevanti sono stati quelli relativi all'attività svolta nei confronti di Eni S.p.A. Tali ricavi sono stati determinati in base alle delibere n. 367/2014/R/gas e 173/2016/R/gas dell'Autorità.

I ricavi della vendita acqua (3.640 mila euro) sono relativi alla distribuzione acqua conseguiti dalla Italgas Acqua.

ALTRI RICAVI E PROVENTI

Gli altri ricavi e proventi, di importo pari a 25.295 mila euro (17.099 mila euro nel primo semestre 2017), si analizzano come segue:

(migliaia di €)	Primo semestre	
	2017	2018
Proventi netti da incentivi recupero sicurezza servizio distribuzione gas	5.214	5.998
Proventi da contributi allacciamento		7.495
Proventi degli investimenti immobiliari	1.992	434
Penalità contrattuali attive	222	1.058
Plusvalenze da alienazione cespiti	176	477
Accertamento sicurezza impianti ex DL 40/04	1.475	1.194
Ricavi da attività regolate	6.829	6.849
Rimborsi e riaddebiti vari di gestione	124	244
Altri ricavi	1.067	1.546
	17.099	25.295

I proventi da incentivi recupero sicurezza, pari a 5.998 mila euro, sono relativi ai rimborsi riconosciuti dall'Autorità connessi al raggiungimento di standard qualitativi e tecnici relativi al servizio di distribuzione del gas naturale.

I proventi da contributi allacciamento pari a 7.495 mila euro sono relativi all'effetto dell'adozione a partire dal 1 gennaio 2018 del principio IFRS 15.

24. COSTI OPERATIVI

La composizione dei costi operativi, di importo pari a 373.586 mila euro (400.987 mila euro), è riportata nella tabella seguente:

(migliaia di €)	Primo semestre	
	2017	2018
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	291.091	258.332
Costo lavoro	109.896	115.254
	400.987	373.586

I costi operativi relativi alla costruzione e al potenziamento delle infrastrutture di distribuzione del gas naturale connessi agli accordi in concessione, iscritti ai sensi di quanto previsto dall'IFRIC 12, ammontano a 203.989 mila euro (223.255 mila euro nel primo semestre 2017) e risultano così composti:

(migliaia di €)	Primo semestre	
	2017	2018
Costi di acquisto materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	64.733	52.106
Costi per servizi	105.989	95.537
Costi per godimento beni di terzi	2.714	11.218
Costo lavoro	49.408	44.974
Altri oneri	411	154
	223.255	203.989

ACQUISTI, PRESTAZIONI DI SERVIZI E COSTI DIVERSI

La voce acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi, di importo pari a 258.332 mila euro (291.091 mila euro nel primo semestre 2017), si analizza come segue:

(migliaia di €)	Primo semestre	
	2017	2018
Costi di acquisto materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	64.269	70.500
Costi per servizi	163.771	143.568
Costi per godimento beni di terzi	33.907	43.137
Variazione delle rimanenze di materie prime, materiali diversi, di consumo e merci	11.708	(8.278)
Accantonamenti netti al fondo rischi e oneri	6.630	(253)
Accantonamenti netti al fondo svalutazione crediti	(103)	189
Altri oneri	11.590	9.844
	291.772	258.707
<i>A dedurre:</i>		
Incrementi per lavori interni	(681)	(375)
- di cui costi per servizi	(681)	(375)
	291.091	258.332

I costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci si analizzano come segue:

(migliaia di €)	Primo semestre	
	2017	2018
Materiali per il magazzino	59.452	64.335
Acquisto acqua	1.534	960
Forza motrice	568	652
Acquisto carburante	1.921	1.945
Materiali di consumo	794	2.608
	64.269	70.500

I materiali a magazzino si riferiscono in particolare all'acquisto di misuratori e tubazioni gas.

I costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci includono i costi relativi alla costruzione e al potenziamento delle infrastrutture della distribuzione gas (52.106 mila euro).

I costi per servizi, di importo pari a 143.568 mila euro (163.771 mila euro nel primo semestre 2017), riguardano:

(migliaia di €)	Primo semestre	
	2017	2018
Progettazione direzione lavori e manutenzioni impianti	93.085	83.813
Consulenze e prestazioni professionali	20.711	18.102
Servizi centralizzati service	18.574	7.357
Costi per servizi relativi al personale	6.518	6.929
Servizi informatici e di telecomunicazioni	6.031	10.828
Servizi energia elettrica, acqua e altri (utility)	4.170	2.856
Assicurazioni	3.286	2.873
Servizi di pulizia, vigilanza e guardiania	1.065	573
Pubblicità, propaganda e rappresentanza	2.039	1.338
Servizi diversi	11.343	11.169
Utilizzo fondo rischi	(2.370)	(1.895)
	164.452	143.943
<i>A dedurre:</i>		
Incrementi per lavori interni	(681)	(375)
	163.771	143.568

I costi per servizi includono i costi relativi alla costruzione e al potenziamento delle infrastrutture della distribuzione gas (95.537 mila euro).

I costi per progettazione direzione lavori e manutenzioni impianti (83.813 mila euro) sono relativi essenzialmente all'attività di estensione e manutenzione degli impianti di distribuzione gas.

I costi per godimento beni di terzi, di importo pari a 43.137 mila euro (33.907 mila euro relative al primo semestre 2017), sono di seguito analizzati:

(migliaia di €)	Primo semestre	
	2017	2018
Canoni per brevetti, licenze e concessioni	32.135	43.273
Locazioni e noleggi	1.780	
Utilizzo fondo rischi	(8)	(136)
	33.907	43.137

I canoni, brevetti e licenze d'uso (43.273 mila euro) riguardano principalmente canoni riconosciuti agli enti concedenti per l'esercizio in concessione dell'attività di distribuzione del gas naturale.

A fronte dell'applicazione dal 1 gennaio 2018 dell'IFRIC 16, le locazioni e noleggi diminuiscono di 1.780 mila euro.

I costi per godimento beni di terzi includono i costi relativi alla costruzione e al potenziamento delle infrastrutture della distribuzione gas (11.218 mila euro).

La variazione delle rimanenze di materie prime, sussidiarie, di consumo e merci (-8.278 mila euro) è dovuta essenzialmente al piano di sostituzione dei misuratori gas.

Gli accantonamenti netti del fondo rischi e oneri, di importo pari a -253 mila euro al netto degli utilizzi, si riferiscono essenzialmente al fondo rischi TEE e al fondo rischi per contenziosi legali.

Per maggiori dettagli in merito alla movimentazione dei fondi rischi e oneri, si rimanda alla nota "Fondi per rischi e oneri".

Gli altri oneri, di importo pari a 9.844 mila euro, sono di seguito analizzati:

(migliaia di €)	Primo semestre	
	2017	2018
Penalità recuperi di sicurezza per il servizio di distribuzione gas	2.620	3.232
Altre penalità	1.370	1.823
Imposte indirette, tasse e tributi locali	5.883	3.095
Minusvalenze da alienazione/radiazione immobilizzazioni materiali e immateriali	1.773	863
Contributi associativi	852	780
Oneri per transazioni, risarcimenti e sanzioni	112	75
Utilizzo fondo rischi	(11.931)	(1.595)
Oneri da TEE	4.837	197
Altri oneri	6.074	1.374
	11.590	9.844

Le penalità recuperi sicurezza servizio distribuzione gas (3.232 mila euro) si riferiscono ai rimborsi, riconosciuti all'Autorità, connessi ai premi per recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione gas.

COSTO LAVORO

Il costo lavoro, di importo pari a 115.254 mila euro (109.896 mila euro nel primo semestre 2017), si analizza come segue:

(migliaia di €)	Primo semestre	
	2017	2018
Salari e stipendi	82.445	83.174
Oneri sociali	24.804	24.691
Oneri per piani a benefici ai dipendenti	9.161	7.052
Costi per personale in comando	110	78
Proventi per personale in comando	(3.476)	(919)
Altri oneri	(1.365)	2.032
	111.679	116.108
<i>A dedurre:</i>		
Incrementi per lavori interni (*)	(1.783)	(854)
	109.896	115.254

(*) Il valore relativo al primo semestre 2017 comprende la riclassifica effettuata a "Costi per servizi" pari a 9.287 mila euro.

La voce include i costi relativi alla costruzione e al potenziamento delle infrastrutture della distribuzione gas (44.974 mila euro).

Gli oneri per piani a benefici ai dipendenti (7.052 mila euro) riguardano principalmente oneri connessi alla soppressione del Fondo Gas, ai sensi della Legge 6 agosto 2015, n.125²³. Maggiori dettagli sono illustrati alla nota "Fondi per benefici ai dipendenti".

Gli altri oneri pari a 2.032 mila euro, si riferiscono in particolare a oneri per incentivi all'esodo agevolato.

NUMERO MEDIO DEI DIPENDENTI

Il numero medio dei dipendenti a ruolo delle entità incluse nell'area di consolidamento, ripartito per qualifica professionale, è riportato nella tabella seguente:

	30.06.2017	31.12.2017	30.06.2018
Dirigenti	61	64	61
Quadri	256	257	259
Impiegati	1.979	1.966	1.975
Operai	1.377	1.363	1.337
	3.673	3.650	3.632

Il numero medio dei dipendenti è calcolato come media determinata sulla base delle risultanze mensili dei dipendenti per categoria.

Il personale in servizio al 30 giugno 2017 è pari a n. 3.625 unità.

23 A far data dal 1 dicembre 2015, la Legge 6 agosto 2015, n. 125 ha soppresso il Fondo integrativo dell'assicurazione generale obbligatoria per l'invalidità, la vecchiaia e superstiti a favore del personale dipendente delle aziende private del gas (di seguito "Fondo Gas") al quale aderivano circa 3.500 iscritti facenti parte del Gruppo, in particolare del settore distribuzione. La Legge ha stabilito una serie di contributi addizionali, a carico del datore di lavoro. Tali oneri, stimati sulla base di ipotesi attuariali, sono stati ad oggi valutati in 40 milioni di euro (28 milioni di euro al netto dell'effetto fiscale).

25. AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI

La voce ammortamenti e svalutazioni, di importo pari a 208.617 mila euro (186.082 mila euro nel primo semestre 2017), si analizza come segue:

(migliaia di €)	Primo semestre	
	2017	2018
Ammortamenti	183.861	207.884
- Immobili, impianti e macchinari	7.686	9.622
- Diritto all'uso (IFRS 16)		3.340
- Attività immateriali	176.175	194.922
Svalutazioni	2.221	733
- Svalutazioni attività immateriali	2.221	733
	186.082	208.617

L'importo pari a 194.922 mila euro, relativo agli ammortamenti delle attività immateriali, include i maggiori ammortamenti conseguenti alla riduzione della vita utile dei misuratori tradizionali (pari a 53,1 milioni di euro)²⁴, soggetti al piano di sostituzione con quelli elettronici, previsto dalle delibere dell'Autorità nell'ambito del piano di realizzazione della telelettura.

26. PROVENTI (ONERI) FINANZIARI

Gli oneri finanziari netti, di importo pari a 23.731 mila euro (18.439 mila euro nel primo semestre 2017), si analizzano come segue:

(migliaia di €)	Primo semestre	
	2017	2018
Proventi (oneri) finanziari	(17.197)	(22.215)
Oneri finanziari	(17.200)	(22.324)
Proventi finanziari	3	109
Altri proventi (oneri) finanziari	(1.242)	(1.282)
Altri oneri finanziari	(1.731)	(1.445)
Altri proventi finanziari	489	163
Oneri da strumenti derivati		(234)
	(18.439)	(23.731)

²⁴ Al fine di completare il processo di ammortamento in coerenza con il programmato piano di sostituzione dei misuratori, da completarsi entro il 2020, è stata adeguata la vita utile degli stessi compresi nel progetto di sostituzione ex delibere AEEGSI n. 631/13 e n. 554/15.

(migliaia di €)	Primo semestre	
	2017	2018
Proventi (oneri) finanziari	(17.197)	(22.215)
Oneri su debiti finanziari:	(17.200)	(22.324)
- Interessi passivi su prestiti obbligazionari	(10.432)	(18.798)
- Commissioni passive su finanziamenti e linee di credito bancarie	(4.465)	(1.252)
- Interessi passivi su linee di credito e finanziamenti passivi verso banche e altri finanziatori	(2.303)	(2.274)
Proventi su crediti finanziari:	3	109
- Interessi attivi e altri proventi su attività finanziarie non strumentali all'attività operativa	3	109
Altri proventi (oneri) finanziari:	(1.242)	(1.282)
- Proventi (oneri) finanziari connessi al trascorrere del tempo (accretion discount) (*)	(995)	(1.361)
- Altri oneri	(736)	(84)
- Altri proventi	489	163
Oneri da strumenti derivati		(234)
	(18.439)	(23.731)

(*) La voce riguarda l'incremento dei fondi per rischi e oneri e dei fondi per benefici ai dipendenti che sono indicati, ad un valore attualizzato, nelle note "Fondi per rischi e oneri" e "Fondi per benefici ai dipendenti".

27. PROVENTI E ONERI SU PARTECIPAZIONI

I proventi e oneri su partecipazioni, di importo pari a 9.711 mila euro (10.555 mila euro nel primo semestre 2017), si analizzano come segue:

(migliaia di €)	Primo semestre	
	2017	2018
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		
Plusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto	10.555	9.711
	10.555	9.711

L'analisi delle plusvalenze e minusvalenze da valutazione delle partecipazioni con il metodo del patrimonio netto è riportata nella nota "Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto" e si riferiscono essenzialmente alla valutazione del patrimonio netto di Toscana Energia.

28. IMPOSTE SUL REDDITO

Le imposte sul reddito di competenza dell'esercizio, pari a 58.343 mila euro, si analizzano come segue:

(migliaia di €)	Primo semestre					
	2017			2018		
	IRES	IRAP	Totale	IRES	IRAP	Totale
Imposte correnti	79.654	13.440	93.094	57.790	12.023	69.813
Imposte correnti di competenza dell'esercizio	67.803	11.626	79.429	59.400	11.177	70.577
Rettifiche per imposte correnti relative a esercizi precedenti	11.851	1.814	13.665	(1.610)	846	(764)
Imposte differite e anticipate	(32.004)	(4.482)	(36.486)	(10.775)	(695)	(11.470)
Imposte differite	(20.098)	(2.841)	(22.939)	(7.587)	(991)	(8.578)
Imposte anticipate	(11.906)	(1.641)	(13.547)	(3.188)	296	(2.892)
	47.650	8.958	56.608	47.015	11.328	58.343

L'incidenza delle imposte del periodo sul risultato prima delle imposte (tax rate) è stata del 27,9%, in linea con l'aliquota teorica del 27,9% che risulta applicando le aliquote previste dalla normativa fiscale italiana del 24% (IRES) all'utile prima delle imposte e del 3,9% (IRAP) al valore netto della produzione.

29. UTILE (PERDITA) PER AZIONE

L'utile per azione semplice, pari a 0,186 per azione è determinato dividendo l'utile netto di competenza Italgas (150.649 mila euro) per il numero medio ponderato delle azioni di Italgas in circolazione durante l'anno (809.135.502 azioni).

L'utile per azione diluito è determinato dividendo l'utile netto per il numero medio ponderato delle azioni in circolazione nel periodo, escluse le eventuali azioni proprie, incrementato dal numero di azioni che potenzialmente potrebbero aggiungersi a quelle in circolazione per effetto dell'assegnazione o cessione di azioni proprie in portafoglio a fronte dei piani di stock options. Non possedendo azioni proprie l'utile per azione semplice coincide con l'utile per azione diluito.

30. RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

Tenuto conto della partecipazione di CDP S.p.A. su Italgas S.p.A., ai sensi del principio contabile internazionale IFRS 10 - Bilancio consolidato, le parti correlate di Italgas, sulla base dell'attuale assetto proprietario di gruppo, sono rappresentate oltre che dalle imprese col-

legate e a controllo congiunto di Italgas, anche dall'impresa controllante CDP S.p.A. e dalle sue imprese controllate e collegate, nonché dalle imprese controllate, collegate e sottoposte a controllo congiunto (direttamente o indirettamente) da parte del Ministero dell'Economia e delle Finanze (MEF). Inoltre, sono considerate parti correlate anche i membri del Consiglio di Amministrazione, i Sindaci e i dirigenti con responsabilità strategiche del Gruppo Italgas e i loro familiari.

Come esplicitato in dettaglio nel seguito, le operazioni con le parti correlate riguardano lo scambio di beni e la prestazione di servizi regolati nel settore del gas. I rapporti intrattenuti da Italgas con le parti correlate rientrano nell'ordinaria gestione dell'impresa e sono generalmente regolati in base a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti. Tutte le operazioni poste in essere sono state compiute nell'interesse delle imprese del Gruppo Italgas.

Ai sensi delle disposizioni della normativa applicabile, la Società ha adottato procedure interne per assicurare la trasparenza e la correttezza sostanziale e procedurale delle operazioni con parte correlate, realizzate dalla Società stessa o dalle sue società controllate.

Gli amministratori e sindaci rilasciano, semestralmente e/o in caso di variazioni, una dichiarazione in cui sono rappresentati i potenziali interessi di ciascuno in rapporto alla società e al gruppo e in ogni caso segnalano per tempo all'Amministratore Delegato (o al Presidente, in caso di interessi dell'Amministratore Delegato), il quale ne dà notizia agli altri amministratori e al Collegio Sindacale, le singole operazioni che la società intende compiere, nelle quali sono portatori di interessi.

Italgas non è soggetta ad attività di direzione e coordinamento. Italgas esercita attività di direzione e coordinamento nei confronti delle sue controllate ex art. 2497 e ss. del Codice civile.

Di seguito sono evidenziati per il primo semestre 2017 e 2018 i saldi dei rapporti di natura commerciale e diversa e di natura finanziaria posti in essere con le parti correlate sopra definite; è altresì indicata la natura delle operazioni più rilevanti.

Rapporti commerciali e diversi

I rapporti di natura commerciale e diversi sono analizzati nella tabella seguente:

	(migliaia di €)			Primo semestre 2017				
	30.06.2017			Costi (a)			Ricavi (b)	
	Crediti	Debiti	Garanzie e impegni	Beni	Servizi	Altro	Servizi	Altro
Imprese a controllo congiunto e collegate								
- Toscana Energia S.p.A.	938	87					1.084	6
- Umbria Distribuzione Gas S.p.A.	411						271	
- Metano Sant'Angelo Lodigiano S.p.A.	101						122	28
	1.450	87					1.477	34
Imprese possedute o controllate dallo Stato								
- Gruppo Eni	89.492	40.397	1.135		2.148	383	351.716	10.529
- Gruppo Snam	3.975	22.249	90.202		19.493	200	142	591
- Gruppo Enel	12.219	2.845			73		62.821	911
- Gruppo Anas	73	264			185		29	
- Gruppo Ferrovie dello Stato	49	306			84		69	
- Gruppo Finmeccanica	9							
- Gruppo GSE Gestore Servizi	43	25			62			
- Gruppo Poste italiane		227			91			
- Gruppo Saipem		2.377			2.450			
	105.860	68.690	91.337		24.586	583	414.777	12.031
Totale generale	107.310	68.777	91.337		24.586	583	416.254	12.065

(a) Comprendono costi per beni e servizi destinati ad investimento.

(b) Al lordo delle componenti tariffarie che trovano contropartita nei costi.

(migliaia di €)

30.06.2018

Primo semestre 2018

				Costi (a)			Ricavi (b)	
	Crediti	Debiti	Garanzie e impegni	Beni	Servizi	Altro	Servizi	Altro
Imprese a controllo congiunto e collegate								
- Toscana Energia S.p.A.	2.937	150		33	109		2.305	214
- Umbria Distribuzione Gas S.p.A.	304						270	
- Metano Sant'Angelo Lodigiano S.p.A.	206						170	4
	3.447	150		33	109		2.745	218
Imprese possedute o controllate dallo Stato								
- Gruppo Eni	78.013	40.621		887	457	615	368.343	8.682
- Gruppo Snam	6.665	19.379		123	6.682	1	(2)	(342)
- Gruppo Enel	12.202	4.886			21	379	71.528	1.445
- Gruppo Anas	14	377			3	360		
- Gruppo Ferrovie dello Stato	56	136			3	162		
- Gruppo GSE Gestore Servizi	44	(11)				48		(48)
- Gruppo Poste italiane		125			30			
	96.994	65.513		1.010	7.196	1.565	439.869	9.737
Totale generale	100.441	65.663		1.043	7.305	1.565	442.614	9.955

(a) Comprendono costi per beni e servizi destinati ad investimento.

(b) Al lordo delle componenti tariffarie che trovano contropartita nei costi.

Imprese a controllo congiunto e collegate

I principali rapporti commerciali attivi intercorsi riguardano prestazioni di carattere informatico a Toscana Energia S.p.A.

Imprese possedute o controllate dallo Stato

I principali rapporti commerciali attivi si riferiscono a:

- distribuzione gas naturale e prestiti di personale nei confronti di Eni S.p.A.;
- servizi di gestione immobiliare, prestazioni di carattere informatico e prestiti di personale nei confronti di Eni S.p.A.;
- distribuzione di gas naturale nei confronti di Enel Energia S.p.A.

I principali rapporti commerciali passivi si riferiscono a:

- fornitura di energia elettrica e di gas metano per consumi interni da parte di Eni S.p.A.;

- servizi inerenti la conduzione e la manutenzione degli immobili, servizi relativi al personale, gestione mense e altri servizi di carattere generale da parte di Eni Servizi S.p.A.;

RAPPORTI FINANZIARI

Al 30 giugno 2018 si evidenziano i seguenti rapporti di natura finanziaria con parti correlate:

(migliaia di €)	30.06.2017		Primo semestre 2017	
	Crediti	Debiti	Proventi	Oneri
Impresa controllante				
- Cassa Depositi e Prestiti				133
Totale generale				133

(migliaia di €)	30.06.2017		Primo semestre 2017	
	Crediti	Debiti	Proventi	Oneri
Impresa controllante				
- Cassa Depositi e Prestiti		56		150
- Gruppo Snam				153
- Gruppo Enel			4	
Totale generale		56	4	303

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

L'incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulla Situazione patrimoniale-finanziaria è indicata nella seguente tabella riepilogativa:

	31.12.2017			30.06.2018		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Situazione patrimoniale-finanziaria						
Crediti commerciali e altri crediti correnti	619.202	225.387	36,4	368.960	100.441	27,2
Altre attività correnti	5.944	30	0,5	12.738		
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	184.829	184.829	100,0	180.857	180.857	100,0
Altre partecipazioni	54	54	100,0	73	73	100,0
Altre attività non correnti	77.891	702	0,9	125.163	548	0,4
Passività finanziarie a breve termine	81.133			530		
Quote a breve di passività finanziarie a breve	25.043			19.067		
Debiti commerciali e altri debiti	498.174	72.469	14,5	504.580	65.663	13,0
Altre passività correnti	182	175	96,2	965	175	18,1
Passività finanziarie a lungo termine	3.617.044			3.698.449		
Altre passività correnti	2.055	165	8,0	449.549		

L'incidenza delle operazioni con parti correlate sul Conto economico è indicata nella seguente tabella riepilogativa:

	Primo semestre 2017			Primo semestre 2018		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Conto economico						
Ricavi della gestione caratteristica	774.060	416.254	53,8	779.922	442.614	56,8
Altri ricavi e proventi	17.099	12.065	70,6	25.295	9.955	39,4
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	291.091	28.639	9,8	258.332	10.515	4,1
Costo lavoro	109.896	(3.470)	(3,2)	115.254	(602)	(0,5)
Oneri finanziari	18.931	133	0,7	23.872	303	1,3
Proventi finanziari	492			375	4	1,1

Le operazioni con parti correlate sono generalmente regolate in base a condizioni di mercato, cioè a condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti.

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

((migliaia di €)	Primo semestre 2017	Primo semestre 2018
Ricavi e proventi	428.319	452.569
Costi e oneri	(25.169)	(9.913)
Variazione dei crediti commerciali e altri crediti correnti	148.546	124.976
Variazione delle altre attività	(15)	154
Variazione dei debiti commerciali e altri debiti	(4.246)	(7.156)
Variazione delle altre passività correnti	1.734	(165)
Interessi incassati (pagati)		
Flusso di cassa netto da attività operativa	549.169	560.465
Flusso di cassa degli investimenti		
Flusso di cassa netto da attività di investimento		
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento		
Totale flussi finanziari verso entità correlate	549.169	560.465

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

	Primo semestre 2017			Primo semestre 2018		
(migliaia di €)	Totale	Entità Correlate	Incidenza %	Totale	Entità Correlate	Incidenza %
Flusso di cassa da attività operativa	328.272	549.169		647.320	560.465	86,6
Flusso di cassa da attività di investimento	(231.194)			(352.398)		
Flusso di cassa da attività di finanziamento	(96.520)			(210.663)		

31. FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DEL SEMESTRE

I fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del semestre sono indicati al capitolo "Altre informazioni" della Relazione sulla gestione.

Attestazione del bilancio semestrale abbreviato ai sensi dell'art. 154-bis, comma 5 del D.Lgs. n. 58/1998 (Testo Unico della Finanza)

1. I sottoscritti Paolo Gallo e Giovanni Mercante, in qualità rispettivamente, di Amministratore Delegato e di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Italgas S.p.A., attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154-bis, commi 3 e 4, del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:
 - l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e
 - l'effettiva applicazione
 delle procedure amministrative contabili per la formazione del bilancio semestrale abbreviato al 30 giugno 2018, nel corso del primo semestre 2018.

2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio semestrale abbreviato al 30 giugno 2018 sono state definite e la valutazione della loro adeguatezza è stata effettuata sulla base delle norme e metodologie definite in coerenza con il modello Internal Control - Integrated Framework emesso dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission che rappresenta un framework di riferimento per il sistema di controllo interno generalmente accettato a livello internazionale.

3. Si attesta, inoltre, che:
 - 3.1 Il bilancio semestrale abbreviato al 30 giugno 2018:
 - a) è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nella Comunità europea ai sensi del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002;
 - b) corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
 - c) è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento.

 - 3.2 La Relazione intermedia sulla gestione comprende un'analisi attendibile dei riferimenti agli eventi importanti che si sono verificati nei primi sei mesi dell'esercizio e alla loro incidenza sul bilancio semestrale abbreviato, unitamente a una descrizione dei principali rischi e incertezze per i sei mesi restanti dell'esercizio. La relazione intermedia sulla gestione comprende, altresì, un'analisi attendibile delle informazioni sulle operazioni rilevanti con parti correlate.

30 luglio 2018

Amministratore Delegato

Paolo Gallo

Dirigente Preposto alla redazione
dei documenti contabili societari

Giovanni Mercante



RELAZIONE DI REVISIONE CONTABILE LIMITATA SUL BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO

Agli azionisti di
Italgas SpA

Introduzione

Abbiamo svolto la revisione contabile limitata dell'allegato bilancio consolidato semestrale abbreviato, costituito dalla situazione patrimoniale-finanziaria, dal conto economico, dal prospetto dell'utile complessivo, dal prospetto delle variazioni delle voci di patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note illustrative di Italgas SpA e controllate (Gruppo Italgas) al 30 giugno 2018. Gli Amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea. E' nostra la responsabilità di esprimere una conclusione sul bilancio consolidato semestrale abbreviato sulla base della revisione contabile limitata svolta.

Portata della revisione contabile limitata

Il nostro lavoro è stato svolto secondo i criteri per la revisione contabile limitata raccomandati dalla Consob con Delibera n° 10867 del 31 luglio 1997. La revisione contabile limitata del bilancio consolidato semestrale abbreviato consiste nell'effettuare colloqui, prevalentemente con il personale della società responsabile degli aspetti finanziari contabili, analisi di bilancio ed altre procedure di revisione contabile limitata. La portata di una revisione contabile limitata è sostanzialmente inferiore rispetto a quella di una revisione contabile completa svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) e, conseguentemente, non ci consente di avere la sicurezza di essere venuti a conoscenza di tutti i fatti significativi che potrebbero essere identificati con lo svolgimento di una revisione contabile completa. Pertanto, non esprimiamo un giudizio sul bilancio consolidato semestrale abbreviato.

Conclusioni

Sulla base della revisione contabile limitata svolta, non sono pervenuti alla nostra attenzione elementi che ci facciano ritenere che il bilancio consolidato semestrale abbreviato del Gruppo Italgas al 30 giugno 2018, non sia stato redatto, in tutti gli aspetti significativi, in conformità al principio contabile

PricewaterhouseCoopers SpA

Sede legale e amministrativa: Milano 20149 Via Monte Rosa 91 Tel. 0277851 Fax 027785240 Cap. Soc. Euro 6.890.000,00 i.v., C.F. e P.IVA e Reg. Imp. Milano 12979880155 Iscritta al n° 119644 del Registro dei Revisori Legali - Altri Uffici: Ancona 60131 Via Sandro Totti 1 Tel. 0712132311 - Bari 70122 Via Abate Gimma 72 Tel. 0805640211 - Bologna 40126 Via Angelo Finelli 8 Tel. 0516186211 - Brescia 25123 Via Borgo Pietro Wahrer 23 Tel. 0303697501 - Catania 95129 Corso Italia 302 Tel. 0957532311 - Firenze 50121 Viale Gramsci 15 Tel. 0552482811 - Genova 16121 Piazza Piccapietra 9 Tel. 01029041 - Napoli 80121 Via dei Mille 16 Tel. 08136181 - Padova 35138 Via Vicenza 4 Tel. 049873481 - Palermo 90141 Via Marchese Ugo 60 Tel. 091349737 - Parma 43121 Viale Tanara 20/A Tel. 0521275911 - Pescara 65127 Piazza Ettore Troilo 8 Tel. 0854545711 - Roma 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 06570251 - Torino 10122 Corso Palestro 10 Tel. 011556771 - Trento 38122 Viale della Costituzione 33 Tel. 0461237004 - Treviso 31100 Viale Felissent 90 Tel. 0422696911 - Trieste 34125 Via Cesare Battisti 18 Tel. 0403480781 - Udine 33100 Via Poscolle 43 Tel. 043225789 - Varese 21100 Via Albuzzi 43 Tel. 0332285039 - Verona 37135 Via Francia 21/C Tel. 0458263001 - Vicenza 36100 Piazza Pontelandolfo 9 Tel. 0444393311

www.pwc.com/it



internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea.

Milano, 2 agosto 2018

PricewaterhouseCoopers SpA

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Grandi', is written over a thin blue horizontal line.

Giulio Grandi
(Revisore legale)

ALLEGATI





Allegati alle note del bilancio consolidato semestrale abbreviato

IMPRESE E PARTECIPAZIONI DI ITALGAS S.P.A. AL 30 GIUGNO 2018

In conformità a quanto disposto dalla comunicazione Consob DEM/6064293 del 28 luglio 2006 e dagli artt. 38 e 39 del D.Lgs. 127/1991, sono forniti di seguito gli elenchi delle imprese controllate e collegate di Italgas S.p.A. al 30 giugno 2018, nonché delle altre partecipazioni rilevanti.

Le imprese sono suddivise per settore di attività e sono elencate in ordine alfabetico. Per ogni impresa sono indicati la denominazione, la sede legale, il capitale sociale, i soci e le rispettive percentuali di possesso; per le imprese consolidate è indicata la percentuale consolidata di pertinenza di Italgas; per le imprese non consolidate partecipate da imprese consolidate è indicato il criterio di valutazione.

Impresa consolidante

Denominazione	Sede legale	Valuta	Capitale sociale	Soci	% di possesso	% consolidata di pertinenza Italgas	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Italgas S.p.A.	Milano	Euro	1.001.231.518	CDP Reti S.p.A.	26,05%	100,00%	C.I.
				Snam S.p.A.	13,50%		
				Soci terzi	60,45%		

(*) C.I. = Consolidamento Integrale.

Imprese controllate

Denominazione	Sede legale	Valuta	Capitale sociale	Soci	% di possesso	% consolidata di pertinenza Italgas	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Italgas Reti S.p.A.	Torino	Euro	252.263.314,00	Italgas S.p.A.	100,00%	100,00%	C.I.
Italgas Acqua S.p.A.	Milano	Euro	50.000,00	Italgas S.p.A.	100,00%	100,00%	C.I.
Seaside S.r.l.	Bologna	Euro	60.000,00	Italgas S.p.A.	100,00%	100,00%	C.I.
Medea S.p.A.	Sassari	Euro	4.500.000,00	Italgas Reti S.p.A.	100,00%	100,00%	C.I.
Ichnusa Gas S.p.A.	Sassari	Euro	3.800.000,00	Italgas Reti S.p.A.	100,00%	100,00%	C.I.

Denominazione	Sede legale	Valuta	Capitale sociale	Soci	% di possesso	% consolidata di pertinenza Italgas	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Fontenergia 4 S.r.l.	Sassari	Euro	1.250.000,00	Ichnusa Gas S.p.A. Soci terzi	98,00% 2,00%	98,00%	C.I.
Fontenergia 6 S.r.l.	Sassari	Euro	1.950.000,00	Ichnusa Gas S.p.A. Soci terzi	98,00% 2,00%	98,00%	C.I.
Fontenergia 7 S.r.l.	Sassari	Euro	800.000,00	Ichnusa Gas S.p.A. Soci terzi	98,00% 2,00%	98,00%	C.I.
Fontenergia 9 S.r.l.	Sassari	Euro	450.000,00	Ichnusa Gas S.p.A. Soci terzi	98,00% 2,00%	98,00%	C.I.
Fontenergia 10 S.r.l.	Sassari	Euro	1.500.000,00	Ichnusa Gas S.p.A. Soci terzi	98,00% 2,00%	98,00%	C.I.
Fontenergia 11 S.r.l.	Sassari	Euro	500.000,00	Ichnusa Gas S.p.A. Soci terzi	98,00% 2,00%	98,00%	C.I.
Fontenergia 15 S.r.l.	Sassari	Euro	350.000,00	Ichnusa Gas S.p.A. Soci terzi	98,00% 2,00%	98,00%	C.I.
Fontenergia 19 S.r.l.	Sassari	Euro	10.000,00	Ichnusa Gas S.p.A. Soci terzi	98,00% 2,00%	98,00%	C.I.
Fontenergia 26 S.r.l.	Sassari	Euro	850.000,00	Ichnusa Gas S.p.A. Soci terzi	98,00% 2,00%	98,00%	C.I.
Fontenergia 27 S.r.l.	Sassari	Euro	1.900.000,00	Ichnusa Gas S.p.A. Soci terzi	98,00% 2,00%	98,00%	C.I.
Fontenergia 35 S.r.l.	Sassari	Euro	650.000,00	Ichnusa Gas S.p.A. Soci terzi	98,00% 2,00%	98,00%	C.I.
Fontenergia 37 S.r.l.	Sassari	Euro	500.000,00	Ichnusa Gas S.p.A. Soci terzi	98,00% 2,00%	98,00%	C.I.
Favaragas Reti S.r.l.	Concordia sulla secchia (MO)	Euro	1.000.000,00	Italgas Reti S.p.A. Soci terzi	98,00% 2,00%	98,00%	C.I.
Sicilianagas Reti S.r.l.	Concordia sulla secchia (MO)	Euro	500.000,00	Italgas Reti S.p.A. Soci terzi	98,00% 2,00%	98,00%	C.I.

Denominazione	Sede legale	Valuta	Capitale sociale	Soci	% di possesso	% consolidata di pertinenza Italgas	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Baranogas Reti S.r.l.	Concordia sulla secchia (MO)	Euro	600.000,00	Italgas Reti S.p.A. Soci terzi	98,00% 2,00%	98,00%	C.I.
Ischia Reti Gas S.r.l.	Concordia sulla secchia (MO)	Euro	300.000,00	Italgas Reti S.p.A. Soci terzi	98,00% 2,00%	98,00%	C.I.
Progas Metano S.r.l.	Concordia sulla secchia (MO)	Euro	220.000,00	Italgas Reti S.p.A. Soci terzi	98,00% 2,00%	98,00%	C.I.
Grecanica Gas S.r.l.	Concordia sulla secchia (MO)	Euro	1.468.000,00	Italgas Reti S.p.A. Soci terzi	98,00% 2,00%	98,00%	C.I.

(*) C.I. = Consolidamento Integrale.

Imprese collegate e a controllo congiunto

Denominazione	Sede legale	Valuta	Capitale sociale	Soci	% di possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Metano Sant'Angelo Lodigiano S.p.A. (a)	Sant'Angelo Lodigiano (LO)	Euro	200.000	Italgas Reti S.p.A. Soci terzi	50,00% 50,00%	P.N.
Toscana Energia S.p.A. (a)	Firenze	Euro	146.214.387	Italgas Reti S.p.A. Soci terzi	48,08% 51,92%	P.N.
Umbria Distribuzione Gas S.p.A. (a)	Terni	Euro	2.120.000	Italgas Reti S.p.A. Soci terzi	45,00% 55,00%	P.N.
Toscana Energia Green S.p.A.	Pistoia	Euro	6.330.804	Toscana Energia S.p.A.	100,00%	

(*) P.N.= Valutazione al patrimonio netto.

(a) La Società è a controllo congiunto.

Altre imprese

Denominazione	Sede legale	Valuta	Capitale sociale	Soci	% di possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Agenzia Napoletana per l'Energia e per l'Ambiente	Napoli	Euro	418.330	Italgas Reti S.p.A. Soci terzi	12,96% 87,04%	C.o.
White 1 S.r.l.	Bologna	Euro	10.000,00	Seaside S.r.l.	100,00%	C.o.

(*) C.o. = Valutazione al costo

VARIAZIONE AREA DI CONSOLIDAMENTO

Imprese incluse

Denominazione	Sede legale	Valuta	Capitale sociale	Soci	% di possesso	% consolidata di pertinenza Italgas	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Italgas Acqua S.p.A.	Milano	Euro	50.000,00	Italgas S.p.A.	100,00%	100,00%	C.I.
Seaside S.r.l.	Bologna	Euro	60.000,00	Italgas S.p.A.	100,00%	100,00%	C.I.
Medea S.p.A.	Sassari	Euro	4.500.000,00	Italgas Reti S.p.A.	100,00%	100,00%	C.I.
Ichnusa Gas S.p.A.	Sassari	Euro	3.800.000,00	Italgas Reti S.p.A.	100,00%	100,00%	C.I.
Fontenergia 4 S.r.l.	Sassari	Euro	1.250.000,00	Ichnusa Gas S.p.A. Soci terzi	98,00% 2,00%	98,00%	C.I.
Fontenergia 6 S.r.l.	Sassari	Euro	1.950.000,00	Ichnusa Gas S.p.A. Soci terzi	98,00% 2,00%	98,00%	C.I.
Fontenergia 7 S.r.l.	Sassari	Euro	800.000,00	Ichnusa Gas S.p.A. Soci terzi	98,00% 2,00%	98,00%	C.I.
Fontenergia 9 S.r.l.	Sassari	Euro	450.000,00	Ichnusa Gas S.p.A. Soci terzi	98,00% 2,00%	98,00%	C.I.
Fontenergia 10 S.r.l.	Sassari	Euro	1.500.000,00	Ichnusa Gas S.p.A. Soci terzi	98,00% 2,00%	98,00%	C.I.

Denominazione	Sede legale	Valuta	Capitale sociale	Soci	% di possesso	% consolidata di pertinenza Italgas	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Fontenergia 11 S.r.l.	Sassari	Euro	500.000,00	Ichnusa Gas S.p.A. Soci terzi	98,00% 2,00%	98,00%	C.I.
Fontenergia 15 S.r.l.	Sassari	Euro	350.000,00	Ichnusa Gas S.p.A. Soci terzi	98,00% 2,00%	98,00%	C.I.
Fontenergia 19 S.r.l.	Sassari	Euro	10.000,00	Ichnusa Gas S.p.A. Soci terzi	98,00% 2,00%	98,00%	C.I.
Fontenergia 26 S.r.l.	Sassari	Euro	850.000,00	Ichnusa Gas S.p.A. Soci terzi	98,00% 2,00%	98,00%	C.I.
Fontenergia 27 S.r.l.	Sassari	Euro	1.900.000,00	Ichnusa Gas S.p.A. Soci terzi	98,00% 2,00%	98,00%	C.I.
Fontenergia 35 S.r.l.	Sassari	Euro	650.000,00	Ichnusa Gas S.p.A. Soci terzi	98,00% 2,00%	98,00%	C.I.
Fontenergia 37 S.r.l.	Sassari	Euro	500.000,00	Ichnusa Gas S.p.A. Soci terzi	98,00% 2,00%	98,00%	C.I.
Favaragas Reti S.r.l.	Concordia sulla secchia (MO)	Euro	1.000.000,00	Italgas Reti S.p.A. Soci terzi	98,00% 2,00%	98,00%	C.I.
Sicilianagas Reti S.r.l.	Concordia sulla secchia (MO)	Euro	500.000,00	Italgas Reti S.p.A. Soci terzi	98,00% 2,00%	98,00%	C.I.
Baranogas Reti S.r.l.	Concordia sulla secchia (MO)	Euro	600.000,00	Italgas Reti S.p.A. Soci terzi	98,00% 2,00%	98,00%	C.I.
Ischia Reti Gas S.r.l.	Concordia sulla secchia (MO)	Euro	300.000,00	Italgas Reti S.p.A. Soci terzi	98,00% 2,00%	98,00%	C.I.
Progas Metano S.r.l.	Concordia sulla secchia (MO)	Euro	220.000,00	Italgas Reti S.p.A. Soci terzi	98,00% 2,00%	98,00%	C.I.
Grecanica Gas S.r.l.	Concordia sulla secchia (MO)	Euro	1.468.000,00	Italgas Reti S.p.A. Soci terzi	98,00% 2,00%	98,00%	C.I.
White 1 S.r.l.	Bologna	Euro	10.000,00	Seaside S.r.l.	100,00%		C.o.

(*) C.I. = Consolidamento Integrale; C.o = Valutazione al costo

imprese escluse a seguito incorporazione

Denominazione	Sede legale	Valuta	Capitale sociale	Soci	% di possesso	% consolidata di pertinenza Italgas	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
ACAM Gas S.p.A.	La Spezia	Euro	68.090.000,00	Italgas Reti S.p.A.	100%	100%	C.I.
Enerco Distribuzione S.p.A.	Padova	Euro	24.204.000,00	Italgas Reti S.p.A.	100%	100%	C.I.
S.G.S. S.r.l.	Padova	Euro	10.000,00	Enerco Distribuzione S.p.A.	100%	100%	C.I.

(*) C.I. = Consolidamento Integrale.



A cura di
Italgas

Impaginazione
ACC & Partners

Foto
Getty Images
e archivio Italgas

agosto 2018

