

E.S.TR.A. S.p.A.

Sede legale in Via Ugo Panziera Prato (PO)

Capitale sociale € 228.334.000,00 i. v.

Codice fiscale e n. iscrizione al Registro delle Imprese di Prato 02149060978,

Rea n. 0505831

**RELAZIONE SULLA GESTIONE AL
BILANCIO CONSOLIDATO AL 31 DICEMBRE 2018**

ORGANI SOCIALI

Consiglio di amministrazione

Presidente Francesco Macrì

Amministratore delegato Alessandro Piazzi

Direttore Generale Paolo Abati

Consigliere Roberta De Francesco

Consigliere Chiara Sciascia

Collegio Sindacale

Athos Vestrini (Presidente)

Saverio Carlesi

Patrizia Berchiatti

Società di revisione

EY S.p.A.

1.	SINTESI DELL'ESERCIZIO	3
2.	STRUTTURA DEL GRUPPO	3
3.	EVENTI DI RILIEVO DELL'ESERCIZIO 2018	5
4.	SCENARIO DI MERCATO.....	7
5.	INDICATORI ALTERNATIVI DI PERFORMANCE	15
6.	ANDAMENTO DELLA GESTIONE – DATI ECONOMICI.....	18
7.	ANDAMENTO DELLA GESTIONE – SITUAZIONE PATRIMONIALE-FINANZIARIA	22
8.	ANDAMENTO DELLA GESTIONE – ANALISI PER STRATEGIC BUSINESS UNIT (SBU)	24
9.	RICONCILIAZIONE TRA IL RISULTATO DEL PERIODO ED IL PATRIMONIO NETTI DI GRUPPO CON GLI ANALOGHI VALORI DELLA CAPOGRUPPO.....	29
10.	FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DELL'ESERCIZIO	29
11.	EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE	30
12.	NORMATIVA DI SETTORE.....	30
13.	RAPPORTI CON PARTI CORRELATE.....	40
14.	RISCHI ED INCERTEZZE	41
15.	USO DI STRUMENTI FINANZIARI	47
16.	DICHIARAZIONE NON FINANZIARIA.....	47
17.	LE PRINCIPALI CARATTERISTICHE DEL SISTEMA DI GESTIONE DEI RISCHI E DI CONTROLLO INTERNO ESISTENTI IN RELAZIONE AL PROCESSO DI INFORMATIVA FINANZIARIA, ANCHE CONSOLIDATA (INFORMATIVA AI SENSI DELL'ART. 123-BIS COMMA 2. B) DEL D.LGS 58/98)	47
18.	ORGANIZZAZIONE SISTEMI INFORMATIVI	48
19.	PERSONALE E FORMAZIONE.....	49
20.	QUALITÀ, AMBIENTE E SICUREZZA.....	49
21.	RICERCA E SVILUPPO.....	50
22.	RAPPORTI CON IMPRESE CONTROLLATE, COLLEGATE, CONTROLLANTI E IMPRESE SOTTOPOSTE AL CONTROLLO DI QUESTE ULTIME	51
23.	ALTRE INFORMAZIONI	51

1. SINTESI DELL'ESERCIZIO

Nel 2018 il Gruppo Estra ha realizzato ricavi totali consolidati pari a 843,0 milioni di euro (715,9 nel 2017¹), in aumento rispetto all'esercizio precedente principalmente per maggiori volumi di attività, incremento del prezzo delle commodities energetiche ed ampliamento di perimetro.

Il Margine operativo lordo (Ebitda) si è attestato a 71,2 milioni di euro (87,7 nel 2017) ed il Risultato operativo (Ebit) è stato pari a 28,0 milioni di euro (44,7 nel 2017), in diminuzione rispetto all'esercizio precedente per effetto dei minori risultati conseguiti dall'attività di vendita di gas naturale ed energia elettrica, nonostante l'incremento di marginalità registrato in tutti i restanti settori di attività (in particolare, distribuzione gas e produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili). I risultati operativi del settore della vendita di gas naturale hanno risentito, oltre che degli effetti derivanti dalla cessione a fine 2017 di circa 36 mila clienti nell'ambito di un'operazione di riorganizzazione del portafoglio industriale e contestuale acquisizione del controllo totalitario della società Estra Elettricità S.p.A., anche della contrazione dei margini sulle vendite di gas a prezzo fisso nel secondo e terzo trimestre 2018, caratterizzati da un atipico andamento rialzista del mercato del gas naturale. Grazie alle politiche di sviluppo commerciale e le operazioni di aggregazioni realizzate, a fine esercizio il Gruppo conta un portafoglio di circa 774 mila clienti in aumento di circa 49 mila clienti rispetto alla fine dell'esercizio precedente.

I risultati del conto economico 2018 sono stati influenzati da alcune componenti di reddito di carattere non ricorrente e non rappresentative della normale attività del business con effetti trascurabili sui risultati operativi, ma con impatto negativo sul risultato netto di 3,9 milioni di euro, riferiti ad oneri finanziari legati ad operazioni di liability management e svalutazioni di attività destinate alla dismissione. Il risultato netto adjusted 2018 è pari a 11,6 milioni di Euro (18,8 nel 2017) e, per effetto delle acquisizioni di minorities perfezionate a fine 2017, la quota di Gruppo dell'utile netto passa dal 73% del 2017 al 97% del 2018.

Il Patrimonio Netto consolidato al 31/12/2018 ha raggiunto 325,3 milioni di euro (331,9, nel 2017), mentre alla stessa data l'Indebitamento Finanziario Netto è pari a 263,1 milioni di euro (216,9 nel 2017), in aumento rispetto a fine esercizio precedente per l'importante attività di investimento realizzata.

Nel 2018 Estra ha realizzato investimenti per circa 70 milioni di euro, portando avanti la strategia di crescita sul territorio e consolidando il proprio ruolo di utility energetica di riferimento del Centro e Sud Italia anche attraverso acquisizioni societarie. In particolare nell'esercizio il Gruppo ha acquisito il 100% di Metania S.r.l. e Gas Marca S.r.l. (società attive nel settore della vendita di energia elettrica e gas con un portafoglio, rispettivamente, di circa 22.000 clienti localizzati prevalentemente in Molise, Campania, Lazio e Abruzzo e circa 16.000 clienti localizzati nelle Marche) e di Melfi Reti Gas S.r.l., società operante nella distribuzione di gas con circa 16.000 PDR e 580 km di rete negli ATEM di Campobasso, Isernia e L'Aquila.

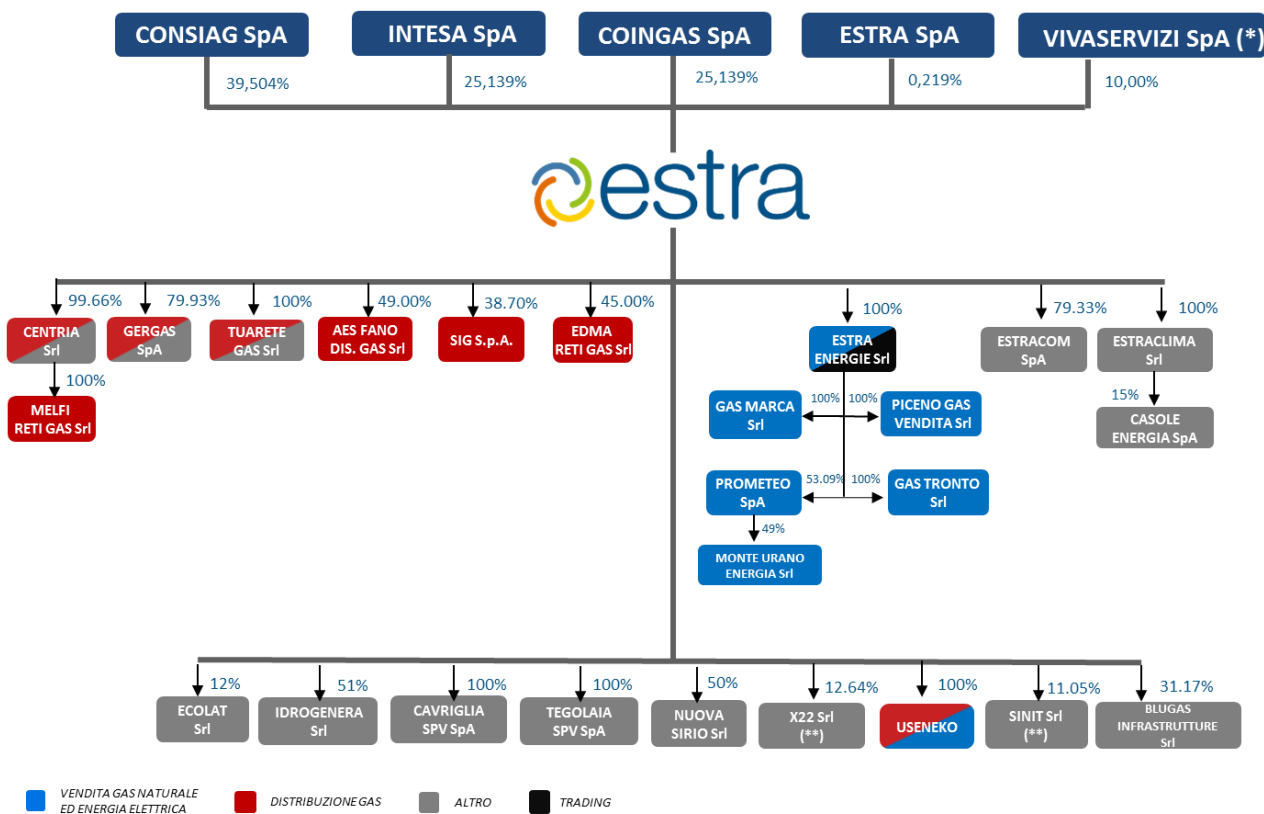
In continuità con l'approccio strategico adottato negli ultimi anni, il Gruppo ha proseguito negli investimenti, oltre che nei settori core, anche nelle altre aree di attività. Il 2018 ha visto l'estensione delle reti in fibra ottica a banda ultralarga e il proseguimento del progetto di sperimentazione sul 5G che la Società si era aggiudicata nel corso del 2017, in collaborazione con altri operatori di telecomunicazioni di rilevanza nazionale.

Nel settore dell'efficienza energetica, Estra ha realizzato progetti in qualità di Esco e ha sviluppato project financing nel campo della pubblica illuminazione. Sempre nel campo del risparmio energetico ed in particolare nell'ambito della mobilità elettrica, il 2018 è stato contraddistinto dall'installazione di colonnine di ricarica per veicoli elettrici nei territori di alcuni Comuni soci.

2. STRUTTURA DEL GRUPPO

Il grafico che segue include le società direttamente o indirettamente controllate da Estra e facenti parte del Gruppo Estra, con indicazione delle partecipazioni detenute in ciascuna di esse.

¹ Ricavi 2017 pro-formati, ai fini comparativi, al fine di tener conto degli effetti derivanti dall'applicazione dell'IFRS 15 in vigore dal 01 gennaio 2018.



Note:

(*) Multiservizi nel corso del 2018 ha cambiato ragione sociale in VIVA SERVIZI SpA

(**) Società attualmente in stato di liquidazione

Il Gruppo è strutturato secondo un modello che prevede la Capogruppo con attività di coordinamento e gestione accentrata di funzioni aziendali (pianificazione strategica ed organizzativa, pianificazione finanziaria e di bilancio, obiettivi e politiche di marketing, politiche, strategie e pratiche di gestione delle risorse umane, programmazione della produzione, pianificazione e controllo della gestione aziendale) e società di scopo operanti nei seguenti settori operativi:

- vendita di gas naturale e di energia elettrica a livello nazionale;
- distribuzione di gas naturale prevalentemente nelle regioni dell'Italia centrale;
- trading di gas naturale su piattaforme italiane ed estere;
- gestione tecnico-operativa di reti di telecomunicazioni e commercializzazione di servizi di telecomunicazioni, gestione tecnico-operativa di reti di distribuzione di GPL e commercializzazione dello stesso, produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (in particolare, fotovoltaico), gestione di impianti di teleriscaldamento e attività di gestione calore, riqualificazione e efficienza energetica.

Inoltre, le attività del Gruppo possono essere distinte tra attività regolate o semi-regolate, e attività a mercato libero:

- (a) "attività regolate e semi-regolate", ossia attività svolte unicamente da soggetti in possesso di titolo concessorio o autorizzativo in forza del quale il loro esercizio avviene, fino a scadenza, a condizioni economiche e contrattuali che sono, interamente o principalmente, definite sulla base di criteri stabiliti dall'autorità competente. Il Gruppo svolge l'attività regolata di distribuzione di gas naturale e attività semi-regolate di distribuzione e commercializzazione di GPL e produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili;
- (b) "attività a mercato libero", ossia attività svolte da tutti gli operatori di settore in possesso dei requisiti previsti dalla normativa applicabile, a condizioni economiche e contrattuali che sono prevalentemente definite sulla base della libera contrattazione tra le parti. Il Gruppo svolge le attività a mercato libero di vendita di gas naturale ed energia elettrica, trading di gas naturale, gestione tecnico-operativa di reti di telecomunicazioni e commercializzazione di servizi di telecomunicazioni,

gestione di impianti di riscaldamento di proprietà di terze parti e attività di gestione calore, riqualificazione ed efficienza energetica.

Il Gruppo ha consolidato la propria presenza in Toscana, Umbria, Abruzzo, Lazio, Marche e Molise, operando su base nazionale nella vendita di gas naturale ed energia elettrica. Con riferimento specifico alle regioni di Marche e Abruzzo, il Gruppo svolge le attività di vendita e distribuzione di gas naturale anche attraverso società partecipate.

3. EVENTI DI RILIEVO DELL'ESERCIZIO 2018

3.1 RICHIESTA DI AMMISSIONE ALLA QUOTAZIONE IN BORSA

Nella seduta del 5 marzo 2018, l'Assemblea dei Soci, ha approvato (i) la bozza di richiesta di ammissione alla quotazione delle azioni di Estra sul Mercato Telematico Azionario gestito da Borsa Italiana S.p.A. e (ii) la bozza di istanza alla CONSOB di autorizzazione alla pubblicazione del Prospetto Informativo e (iii) l'adozione del nuovo regolamento per il funzionamento dell'Assemblea, con efficacia subordinata all'inizio delle negoziazioni delle azioni di Estra sul MTA.

Nel corso di tale seduta, l'Assemblea straordinaria dei Soci ha inoltre approvato l'adozione di un nuovo testo dello statuto sociale ai fini dell'adeguamento alla normativa vigente in materia di società con azioni quotate sul Mercato Telematico Azionario, con efficacia subordinata all'inizio delle negoziazioni delle azioni di Estra.

In data 29 maggio 2018, Estra S.p.A., riscontrate le sfavorevoli condizioni dei mercati finanziari, ha deciso di rinviare l'operazione di quotazione in Borsa, ritirando l'istanza di autorizzazione alla pubblicazione del prospetto informativo.

La quotazione è stata rinviata al ripresentarsi di condizioni di mercato migliori.

3.2 RIACQUISTO PARZIALE DI OBBLIGAZIONI

Estra ha concluso in data 3 marzo 2018 un'operazione di riacquisto parziale di titoli relativi al prestito obbligazionario denominato "E.S.TR.A. S.p.A. Euro 80.000.000, 2,45 per cent. Guaranteed Notes due 2023 (private placement)" garantito dalla controllata Centria S.r.l. ed emesso il 28/11/2016, sottoscritto da investitori istituzionali e quotato sul mercato regolamentato della Borsa di Dublino.

Estra ha riacquistato Obbligazioni per un valore nominale pari a 30 milioni di euro, attraverso una transazione dell'importo complessivo pari a 31,5 milioni di euro, oltre ad interessi maturati e non ancora pagati per 189 migliaia di euro.

A seguito del riacquisto, l'importo complessivo in circolazione delle Obbligazioni è ora pari a nominali euro 50 milioni, rappresentante il 62,5% dell'importo complessivo nominale delle Obbligazioni originariamente emesse.

3.3 ACQUISIZIONE DI METANIA S.R.L. E MELFI RETI GAS S.R.L.

In data 6 aprile 2018, Estra S.p.A. ha finalizzato l'acquisizione dal Gruppo Alexa di Isernia del 100% delle quote di Metania s.r.l., società attiva nel settore della vendita di energia elettrica e gas, e di Melfi Reti Gas s.r.l., operante nella distribuzione di gas, al prezzo, rispettivamente, di Euro 15.250 migliaia ed Euro 9.000 migliaia.

Con questa operazione, Estra prosegue nel suo percorso di crescita sul territorio per linee interne e linee esterne, consolidando il presidio nell'Italia centrale e rafforzando la sua presenza nelle regioni del meridione, in particolare in Molise, Campania e Abruzzo.

Metania s.r.l. ha venduto nel 2017 volumi di gas per 19 milioni di mc e 16 GWh di energia elettrica, realizzando nel 2017 ricavi totali per 12 milioni di Euro. Ha un portafoglio di circa 22.000 clienti nella vendita di gas e energia elettrica, prevalentemente in Molise, Campania, Lazio e Abruzzo, oltre a 4 sportelli attivi sul territorio.

Melfi Reti Gas s.r.l., con ricavi nel 2017 pari a 2,3 milioni di Euro, opera nella distribuzione del gas con circa 16.000 PDR e 580 km. di rete negli ATEM di Campobasso, Isernia e L'Aquila, dove ha distribuito circa 19 milioni di mc di gas nel 2017.

Contestualmente all'acquisto delle partecipazioni, Estra ha inoltre acquisito al corrispettivo di Euro 2.250 migliaia la piena proprietà del complesso immobiliare posto nel Comune di Pettoranello del Molise sede delle due società, oltre che tre impianti fotovoltaici per una potenza complessiva di 72,7 kWp.

Nel corso dell'esercizio la società Metania S.r.l. è stata incorporata in Estra Energie S.r.l.

Gli effetti contabili della business combination sono descritti nel paragrafo "Aggregazioni aziendali ed acquisizioni di interessenze di minoranza" delle note illustrative cui si rinvia.

3.4 ACQUISIZIONE DI GAS MARCA S.R.L.

Con atto del 18 giugno 2018, Estra Energie S.r.l., già titolare di una partecipazione al 49%, ha acquisito da ATAC Civitanova S.p.A., il restante 51% delle quote sociali di Gas Marca S.r.l., con sede a Civitanova Marche (MC) al prezzo di Euro 6.679 migliaia.

La società detiene circa 16.000 clienti localizzati nelle provincie di Macerata e Fermo.

Gli effetti contabili della business combination sono descritti nel paragrafo "Aggregazioni aziendali ed acquisizioni di interessenze di minoranza" delle note illustrative cui si rinvia.

3.5 CESSIONE DELLA PARTECIPAZIONE IN SANGRO SERVIZI S.R.L.

In data 7 marzo 2017, la controllata Coopgas, ora fusa per incorporazione in Estra Energie, aveva acquisito dai Comuni di Atessa, Paglieta e San Vito Chietino, la partecipazione al 49% delle quote societarie di Sangro Servizi S.r.l., a seguito di aggiudicazione di gara su cui pendeva, tuttavia, ricorso da parte di HeraComm avverso la decisione del TAR Abruzzo del 22 febbraio 2017 con cui era stato accolto il ricorso promosso da Coopgas contro l'esclusione dall'asta pubblica indetta dal Comune di Atessa per presunta inidoneità dei requisiti richiesti dal bando.

In sede di ricorso, HeraComm ha altresì chiesto l'emanazione di una misura cautelare, accolta nell'udienza del 06 aprile 2017 dal Consiglio di Stato che ha, per l'effetto, sospeso l'esecutività della sentenza impugnata.

Con sentenza dell'11 gennaio 2018, il Consiglio di Stato ha accolto l'appello di Hera Comm S.r.l. e di conseguenza ha rigettato il ricorso introduttivo di Coopgas.

Nelle more della decisione del Consiglio di Stato, in data 03 aprile 2017, Hera Comm ha presentato ricorso al Tar Abruzzo per l'annullamento degli atti di adesione dei Comuni di Atessa, Paglieta e San Vito Chietino al contratto di cessione quote della società Sangro Servizi a Coopgas, stipulato in data 07 marzo 2017, delle delibere dei medesimi Comuni nella parte in cui si autorizzavano il compimento degli atti esecutivi e, conseguentemente, per la dichiarazione di inefficacia del contratto di cessione quote, riservandosi altresì di chiedere il risarcimento del danno in un futuro giudizio.

Nel corso del primo trimestre 2018, le parti (Estra Energie, Hera Comm S.r.l., Comuni di Atessa, Paglieta e San Vito Chietino), anche al fine di fare esecuzione alla sentenza del Consiglio di Stato sopra menzionata, in data 20 marzo 2018 hanno sottoscritto un atto di scioglimento per mutuo consenso dell'atto di compravendita delle quote societarie del 7 marzo 2017 e di contestuale cessione della medesima partecipazione a Hera Comm, quale soggetto aggiudicatario della gara in via definitiva.

Per effetto dello scioglimento dell'originario atto di acquisto, il Gruppo si è visto restituire dai Comuni interessati le somme a suo tempo corrisposte.

3.6 AGGIUDICAZIONE DELLA PROCEDURA DISMISSIVA INDETTA DA 2I RETE GAS DEGLI IMPIANTI DI DISTRIBUZIONE GAS DEGLI ATEM DI FOGGIA 1 NORD E BARI 2 SUD

In data 06 luglio 2018, il Gruppo, tramite la controllata Centria s.r.l., si è aggiudicata la procedura dismissiva per l'attività di distribuzione di gas naturale indetta da 2i Rete Gas negli ATEM di Foggia 1-Nord e di Bari 2-Sud.

L'operazione si è perfezionata successivamente alla chiusura dell'esercizio mediante acquisizione, in data 01 aprile 2019, del 100% delle quote sociali di Murgia S.r.l., società neocostituita da 2i Rete Gas cui è stato conferito il ramo d'azienda dell'ATEM Bari 2 relativo alle concessioni per il servizio di distribuzione nei Comuni di Conversano, Putignano, Rutigliano, Triggiano e Valenzano ed il ramo d'azienda dell'ATEM Foggia 1 relativo alle concessioni per il servizio di distribuzione nei Comuni di Chieuti, Lesina, San Severo, Serracapriola e Torremaggiore.

L'acquisizione è avvenuta ad un corrispettivo complessivo di 42 milioni di euro (soggetto a conguaglio).

Attraverso l'operazione, il Gruppo Estra gestirà circa 544 km di rete distributiva (302 km relativi a Bari 2 e 242 km a Foggia 1), per un numero complessivo di Punti di Riconsegna (PdR) di circa 66 mila.

3.7 ACQUISIZIONE DI ECOLAT

In data 26 giugno 2018, Estra S.p.A. ha acquisito il 12% delle quote sociali di Ecolat S.r.l., mediante sottoscrizione di un aumento di capitale per Euro 124 migliaia. L'operazione di acquisizione si è completata nel mese di febbraio 2019 tramite cessione da parte di ETH S.r.l. delle restanti quote sociali dell'88% al prezzo di 6.380 migliaia.

L'acquisizione rappresenta per il Gruppo l'ingresso nel ciclo integrato dei rifiuti, essendo la società, oltre che titolare di una partecipazione in SEI Toscana S.r.l., proprietaria di un impianto di selezione e valorizzazione dei rifiuti provenienti dalla raccolta differenziata nelle province di Grosseto, Arezzo, Prato e Firenze e gestore nella stessa area del Centro di raccolta del Comune di Grosseto e di una piattaforma di stoccaggio di rifiuti recuperabili urbani.

3.8 RAZIONALIZZAZIONE E SEMPLIFICAZIONE DELLA STRUTTURA DEL GRUPPO

E' proseguito durante l'anno 2018 il percorso di semplificazione e razionalizzazione della struttura societaria del Gruppo, già avviato nei precedenti esercizi. In particolare, si evidenziano le seguenti operazioni intercorse nell'esercizio 2018:

- L'incorporazione di ETA 3 S.p.A. in Estra S.p.A. con decorrenza 3 agosto 2018;
- L'incorporazione di Esta Elettricità S.p.A. in Estra Energie S.r.l. con decorrenza 01 ottobre 2018.
- L'incorporazione di EDMA S.r.l. in Estra S.p.A. con decorrenza 18 ottobre 2018;
- L'incorporazione di Solgenera S.r.l. in Estra S.p.A. con decorrenza 28 dicembre 2018;
- L'incorporazione di Metania S.r.l. in Estra Energie S.r.l. con decorrenza 31 dicembre 2018;

4. SCENARIO DI MERCATO

Quadro Macroeconomico 2018

Nel corso del 2018 l'economia mondiale ha continuato a crescere: secondo le previsioni diffuse dall'OCSE, nel 2018 la crescita del PIL mondiale è stata pari al 3,7%, un decimo di punto in più rispetto al 2017. Nonostante la crescita riportata, il commercio mondiale ha registrato un incremento inferiore: secondo le stime della Banca d'Italia nel 2018 gli scambi commerciali internazionali sono aumentati del 4,4%, con un incremento minore rispetto a quanto registrato nel 2017 (+5,6% rispetto al 2016)².

Le tensioni commerciali a livello globale si sono intensificate durante il 2018. In particolar modo l'introduzione di misure protezionistiche da parte degli Stati Uniti ha prodotto una maggiore incertezza circa le prospettive delle politiche economiche mondiali, che potrebbe avere contribuito a sua volta alla decelerazione degli scambi mondiali nel secondo e nel terzo trimestre dell'anno. Nei maggiori Paesi avanzati

² Bollettino economico – Banca d'Italia 1/2019

la crescita economica ha avuto andamenti differenziati. Negli Stati Uniti il tasso di crescita si è mantenuto robusto, trainato soprattutto dalla domanda interna e accompagnato da un aumento dell'occupazione; in Giappone la crescita ha subito una contrazione nel terzo trimestre del 2018 (-2,5%) a causa delle calamità naturali che hanno colpito il Paese (il terremoto di Osaka a giugno, le alluvioni a Hiroshima e Kurashiki a luglio, il tifone Jebi a settembre), ma nella parte finale dell'anno, il tasso di crescita è tornato positivo¹.

L'espansione dell'attività economica nel Regno Unito ha subito un lieve rallentamento nei primi tre mesi dell'anno per tornare poi a crescere nella seconda parte dell'anno. Sulle prospettive globali gravano i rischi relativi ad un esito negativo del negoziato commerciale tra gli Stati Uniti e la Cina, al possibile riacutizzarsi delle tensioni finanziarie nei Paesi emergenti e all'incertezza connessa all'esito dei negoziati per la Brexit.

Per quanto riguarda i paesi emergenti è ancora elevato il livello di crescita del PIL in India (+7,5% previsionale 2018 rispetto al 2017), sebbene con tassi più contenuti nell'ultima parte dell'anno rispetto ai primi mesi del 2018, mentre la Cina, seppur con una crescita previsionale del PIL del 6,6% (previsionale 2018 rispetto al 2017), sta subendo un rallentamento dell'attività economica dall'inizio del 2018; a poco sono valse le misure di stimolo fiscale del governo, come ad esempio la riduzione dei coefficienti di riserva obbligatoria delle banche per aumentare la liquidità. Il quadro macroeconomico del Brasile (+1,2% previsionale) e quello della Russia (+1,6% previsionale) si mantengono stabili¹.

L'economia dell'area euro è cresciuta a ritmi moderati (+1,9% previsionale), supportata dai miglioramenti della domanda interna ed in misura minore, dagli investimenti¹. Nel terzo trimestre il PIL dell'area euro è aumentato in misura inferiore rispetto al trimestre precedente (rispettivamente +0,2% e +0,4%): tale rallentamento è dovuto principalmente alle flessioni registrate in Germania (-0,2%) e in Italia (-0,1%), mentre la Spagna ha mostrato una sostanziale stabilità e la Francia un'accelerazione. Il calo della crescita in Italia e in Germania è in parte dovuto all'entrata in vigore della nuova normativa sulle emissioni (WLTP)³: tale normativa ha causato uno stallo sia nella produzione sia nell'immatricolazione di autoveicoli ed ha avuto un impatto particolarmente pronunciato in Italia e in Germania a causa dell'elevato peso del settore e dell'indotto in questi paesi.

Sempre a livello europeo, la fiducia delle imprese manifatturiere ha registrato un miglioramento legato ad aspettative di produzione più ottimistiche e la produzione industriale è andata a stabilizzarsi nel quarto trimestre 2018. Si sono registrate condizioni favorevoli del mercato del lavoro (occupazione +0,2% nel III trimestre rispetto al precedente) e aumento dei salari. L'inflazione è rimasta su valori positivi, ma è scesa per effetto del rallentamento dei prezzi dei beni energetici⁴.

Secondo la stima preliminare Istat, il PIL italiano nel 2018 è risultato in aumento dello 0,8% rispetto all'anno precedente, nonostante gli ultimi due trimestri dell'anno abbiano mostrato una contrazione dello stesso⁵: nel trimestre estivo il PIL è diminuito dello 0,1% in termini congiunturali, interrompendo l'espansione in atto dalla fine del 2014, ed anche nell'ultima parte del 2018 è diminuito dello 0,2% rispetto al periodo precedente. Tali dati riflettono in buona parte la diminuzione del valore aggiunto nel comparto dell'agricoltura, silvicoltura e pesca e in quello dell'industria e una sostanziale stabilità dei servizi. Anche la domanda interna ha subito una contrazione sulla quale ha inciso in particolare lo stallo dell'attività produttiva e commerciale del settore automobilistico causato dall'introduzione di una nuova normativa sulle emissioni.

I consumi delle famiglie, dopo un lieve aumento nei primi tre mesi del 2018 (0,4% rispetto al periodo precedente) hanno subito un graduale rallentamento durante l'anno: nel trimestre estivo sono scesi dello 0,1% ed in tale contesto è cresciuta la propensione al risparmio, che si è attestata sull'8,1%⁶. La causa di questo andamento è in parte da ricercare nei segnali poco incoraggianti provenienti dal mercato del lavoro: secondo dati di fonte INPS l'occupazione nel settore privato ha visto un rallentamento nei primi 10 mesi del 2018 rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente; la flessione è dovuta alla frenata della componente dei contratti a termine, mentre è migliorato il saldo tra assunzioni e cessazioni dei rapporti a tempo indeterminato. Nel terzo trimestre 2018 il numero complessivo degli occupati è diminuito dello 0,3%, mentre le ore lavorate hanno continuato ad aumentare durante tutto il corso dell'anno.

Nel corso del 2018 la produzione industriale in Italia si è rivelata stagnante: è scesa nel primo trimestre, si è confermata debole nel secondo e dopo una fase stazionaria è di nuovo scesa a novembre (la contrazione è

³ Worldwide Harmonized Light Vehicles Test Procedure (WLTP) – la normativa europea (Regolamento (UE) 2017/1151 del 01/06/2017) modifica le modalità di rilevazione delle emissioni delle automobili. Le modifiche sono finalizzate ad un'indicazione quanto più accurata possibile dei consumi e delle emissioni, risulta quindi più difficile per le case automobilistiche restare al di sotto dei valori limite di CO2 fissati dall'Unione Europea.

⁴ Eurozone economic outlook 1/2019 - Istat

⁵ Stima preliminare del PIL – ISTAT - 31 Gennaio 2019

⁶ Bollettino economico – Banca d'Italia 1/2019

stata dell'1,6% sul mese precedente), come del resto è successo in tutti i principali paesi dell'area euro⁷. L'attività manifatturiera ha rallentato la sua crescita: dal 3,1% del 2017 è passata all'1,7% del 2018. Le esportazioni, dopo il ristagno del II trimestre, nei mesi estivi hanno registrato una ripresa significativa (1,1% in volume, da 0,6% nel periodo precedente), con un aumento della componente dei beni dell'1,2%. L'andamento delle esportazioni è stato più favorevole verso i mercati interni all'Unione Europea ed a livello settoriale il contributo più rilevante è arrivato dai comparti della meccanica e in misura inferiore, dagli apparecchi elettrici e dall'elettronica. Dopo un calo a inizio anno ed un periodo di debolezza in primavera, secondo i dati della Banca d'Italia, in ottobre e novembre le esportazioni di beni sono aumentate verso i mercati extra UE, in concomitanza con il deprezzamento del cambio⁷.

Le indagini condotte a fine anno sulle imprese segnalano un calo nella fiducia rispetto alla situazione economica generale in tutti i settori di attività, soprattutto a causa dell'incertezza connessa a fattori economici e politici⁸.

Politica monetaria

Nell'arco del 2018 la banca centrale americana ha effettuato quattro rialzi dei tassi di interesse, che a fine anno si sono attestati in una forbice tra il 2,25% e il 2,50%, con lo scopo di diminuire l'offerta di moneta in circolazione aumentando il costo del denaro e contenendo quindi la crescita dell'inflazione.

Per quanto riguarda la politica monetaria nell'Eurozona, a dicembre il Consiglio Direttivo della Banca Centrale Europea (BCE) ha posto fine agli acquisti mensili di titoli nell'ambito del quantitative easing⁹ ed ha prolungato il reinvestimento del capitale rimborsato dei titoli in scadenza per un periodo indefinito, almeno finché sarà necessario per mantenere condizioni di liquidità favorevoli e un ampio grado di accomodamento monetario¹⁰. Nella stessa occasione, la BCE ha confermato il livello dei tassi di interesse, che resteranno invariati almeno fino all'estate del 2019: il tasso principale resta fermo allo 0%, quello sui prestiti marginali allo 0,25% e quello sui depositi a -0,40%¹¹. Il Consiglio ha inoltre annunciato che attuerà tutte le misure necessarie per assicurare al sistema bancario la liquidità necessaria per un corretto funzionamento del meccanismo di trasmissione della politica monetaria nei prossimi anni.

Andamento del mercato energetico

Nel 2018 il prezzo del petrolio (Brent Dated) ha mostrato valori superiori a quelli del 2017 (54,2 dollari/barile), attestandosi in media annua a 72 dollari/barile, 18 dollari in più rispetto all'anno precedente, pari al +33% rispetto al 2017. Durante l'anno si è registrato un primo picco a maggio (77,8 dollari/barile), trainato principalmente dall'annuncio degli Stati Uniti di voler uscire dall'accordo sul nucleare iraniano e quindi dall'aspettativa di una riduzione dell'offerta sul mercato petrolifero, ed un secondo a ottobre (86,41 dollari/barile), alimentato dall'annuncio dell'Amministrazione americana di voler imporre nuove sanzioni all'Iran.

L'ultima parte dell'anno è stata caratterizzata da un crollo repentino del prezzo (56,83 dollari/barile), determinato da un'offerta più ampia rispetto alle aspettative, sanato poi dalla decisione dell'Opec Plus di tagliare la produzione di 1,2 milioni di barili al giorno¹². L'accordo "Opec Plus" siglato alla fine del 2016 da 24 Paesi (di cui 10 non Opec), ha l'obiettivo di stabilizzare i prezzi del petrolio e coinvolge un numero quasi doppio di paesi rispetto a quelli dell'Opec¹³.

Nel 2018 i consumi complessivi di energia in Italia si stimano pari a 162,7 milioni di Tep, con una riduzione dello 0,4% rispetto al 2017, dovuta sia al rallentamento dell'economia che al clima più mite che ha caratterizzato l'anno.

Gas e petrolio si confermano le prime due fonti energetiche del Paese con un contributo rispettivamente del 36,7% e del 36,2% al soddisfacimento della domanda di energia nazionale; il gas ha contribuito alla domanda di energia con 59,7 milioni di TEP e il petrolio con 58,8 milioni di TEP. Completano il quadro delle fonti energetiche nazionali le rinnovabili (+1,6 rispetto al 2017 e 16,7% sul totale), i combustibili solidi (-

⁷ Nostra elaborazione dal Bollettino economico – Banca d'Italia 2/3/4/2018

⁸ Bollettino economico – Banca d'Italia 1/2019

⁹ Strumento con cui la banca centrale immette liquidità nel sistema finanziario, tramite l'acquisto di titoli di Stato e di altre obbligazioni, sostenendo la crescita economica in tutta l'area dell'euro e contribuendo a un ritorno dell'inflazione su livelli inferiori ma prossimi al 2%. Fonte: Sito ufficiale BCE

¹⁰ Bollettino economico della Banca d'Italia 1/2019

¹¹ Comunicato stampa Banca Centrale Europea 13/12/2018

¹² Preconsuntivo Petrolifero 2018 – Unione Petrolifera

¹³ Attualmente l'OPEC è composto da 14 paesi: Iran, Arabia Saudita, Venezuela, Nigeria, Iraq, Kuwait, Libia, Angola, Ecuador, Emirati Arabi Uniti, Algeria, Congo, Gabon e Guinea Equatoriale. L'accordo OPEC Plus comprende tutti i paesi OPEC con l'aggiunta di Azerbaijan, Bahrein, Brunei, Kazakistan, Malesia, Messico, Oman, Russia, Sudan e Sud Sudan.

12% rispetto al 2017 e 5,6% sul totale) e le importazioni di energia elettrica (+19% rispetto al 2017 e 4,8% sul totale)¹⁴.

L'aumento delle quotazioni delle diverse fonti di energia ha comportato per il 2018 una stima della fattura energetica, ovvero del costo che sostiene il paese per approvvigionarsi all'estero, sui 40,2 miliardi di euro, in crescita di circa 5,5 miliardi rispetto al 2017, con un peso sul PIL di circa il 2,3% rispetto al 2% dello scorso anno.

Per quanto riguarda la borsa elettrica, nel 2018 il prezzo di acquisto dell'energia (PUN) è salito a 61,31 €/MWh, (+13,6% rispetto al 2017) proseguendo la risalita dal minimo storico di 42,78 €/MWh raggiunto nel 2016. Il rialzo si è realizzato in particolare tra fine febbraio e ottobre, con un particolare picco a settembre; l'andamento annuale risulta influenzato dalle quotazioni del gas al PSV, che hanno avuto una dinamica analoga e ad un livello di acquisti nazionali che, con poche eccezioni, si colloca al massimo dell'ultimo quinquennio¹⁵.

Gli scambi di energia elettrica nel Mercato del Giorno Prima, dopo il minimo storico del 2014, proseguono la risalita posizionandosi a 295,6 TWh (+1,2% sul 2017); i volumi negoziati in borsa toccano il valore più alto dal 2009, a 212,9 TWh (+1,0%).

Infine, la quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale nazionale (PSV) consolida la crescita avviata nel 2017 e sale al massimo degli ultimi 5 anni, raggiungendo un valore di 24,55 €/MWh, in aumento di 4,61 €/MWh sull'anno precedente e di 8,70 €/MWh rispetto al livello minimo raggiunto nel 2016. In un contesto europeo in cui anche le quotazioni dei principali hub seguono dinamiche rialziste, quella italiana si mostra ancora la più alta, riducendo però rispetto al 2017 il differenziale con il prezzo al TTF a 1,65 €/MWh¹⁶ (nel 2017 era pari a 2,63 €/MWh).

Panoramica sui mercati italiani di riferimento

Il mercato del gas naturale

Bilancio Gas Naturale ¹⁷			
GAS NATURALE (Milioni mc)	Esercizio 2018	Esercizio 2017	Variazione %
Importazioni	67.432	69.222	-2,6
Produzione Nazionale	5.123	5.239	-2,2
Erogazioni da stoccaggi	11.534	11.234	+2,7
Totale immesso	84.089	85.695	-1,9
Servizi e usi residenziali	32.294	32.682	-1,0
Usi industriali	14.221	14.313	-1,0
Usi termoelettrici	23.390	25.410	-8,1
Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*	2.221	2.281	-1,7
Totale domanda	72.126	74.686	-3,4
Iniezioni negli stoccaggi	11.963	11.009	+8,7

* comprende variazione in vaso/svaso, perdite, consumi e gas non contabilizzato

Nel 2018 i consumi di gas naturale in Italia interrompono il trend rialzista degli ultimi tre anni, scendendo del 3,4% rispetto al 2017 e portandosi a 72.126 milioni di mc (763,3 TWh), mantenendosi tuttavia su livelli nettamente superiori (+18%) rispetto al minimo raggiunto nel 2014 (61.390 milioni di mc)¹⁸.

La flessione più consistente la troviamo nel settore termoelettrico, i cui consumi diminuiscono dell'8,1%, ciò è strettamente collegato alla ripresa della produzione elettrica da fonte rinnovabile, in particolare da impianti idroelettrici ed alle maggiori importazioni di gas dalla frontiera settentrionale.

Meno rilevante la riduzione dei consumi nel settore residenziale e industriale, in calo dell'1%, mentre arretrano dell'1,7% le esportazioni.

In controtendenza le iniezioni nei sistemi di stoccaggio, che salgono ai livelli più alti di sempre, raggiungendo gli 11.963 milioni di mc (+8,7%)

¹⁴ Preconsuntivo Petrolifero 2018 – Unione Petrolifera

¹⁵ Newsletter Gennaio 2019 GME

¹⁶ Newsletter GME gennaio 2019

¹⁷ Newsletter GME gennaio 2019 e Newsletter GME gennaio 2018

¹⁸ Newsletter GME gennaio 2019

Dal lato dell'offerta, diminuiscono le importazioni a 67,4 miliardi di metri cubi (-2,6% rispetto al 2017), in particolare calano in maniera significativa i flussi di gas naturale provenienti dall'Africa (Algeria e Libia), ma arretrano anche le importazioni dalla Russia a Tarvisio (Udine), che si conferma comunque l'entry point con i maggiori volumi (29,5 miliardi di metri cubi, -2%).

La produzione nazionale scende ai minimi storici (5,1 miliardi di metri cubi, -2,2%), mentre le erogazioni dai sistemi di stoccaggio raggiungono il massimo storico per il quarto anno consecutivo (11,5 miliardi di metri cubi, +2,7%).

Nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME, al secondo anno di piena operatività, si registra un +24,3% rispetto al 2017 negli scambi complessivi (54,4 TWh nel 2018). L'incremento degli scambi è sostenuto principalmente dalle contrattazioni su MGP-Gas (Mercato del Giorno Prima)¹⁹.

Il mercato della distribuzione gas è ancora in fase di stallo per quanto concerne la preparazione alle gare d'ATEM. I bandi usciti sono ancora pochi rispetto a quelli previsti dal calendario del Ministero dello Sviluppo Economico. A fine 2018 la situazione risultava:

- 4 bandi inviati all' Arera in attesa di revisione: Genova 1, Torino 1 Modena 1, Firenze 1;
- 2 bandi revisionati dall'Arera in attesa di pubblicazione: Roma 1, Forlì-Cesena;
- 5 ATEM con bando pubblicato e procedura aperta: Milano 1 (bando concluso e aggiudicato a UnaReti Spa, controllata del Gruppo A2A), Torino 2 (bando concluso e aggiudicazione provvisoria a Italgas), Belluno (presentata offerta da parte di Italgas, Erogasmet, 2IRete Gas, Ascopiave), Aosta (presentata offerta da parte di Italgas, Energie Des Alpes, Megareti) e Udine 2;
- 9 bandi pubblicati con procedura ristretta: Lodi 1, Monza e Brianza 1, Varese 2, Verona 2, Varese 3, Como 1, Bergamo 3, Vicenza 3 e Brescia 1;
- 11 bandi ritirati o sospesi: Alessandria 2, Biella, Massa Carrara, Monza e Brianza 2, Torino 3, Cremona 2 e 3, Venezia 1, Udine 1, Udine 3, Perugia 2, Lucca.

La delibera ARERA 639/2018/R/com ha aggiornato, a dicembre 2018, il tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali del settore gas (WACC) per il solo anno 2019, in attesa dell'avvio del nuovo periodo regolatorio: il tasso di remunerazione per il 2019 è aumentato per la distribuzione gas (6,3%, contro il 6,1% del precedente periodo regolatorio) così come per la misura del gas (6,8%, contro il 6,6% del precedente periodo)²⁰.

Il mercato dell'energia elettrica e delle fonti rinnovabili

Nel 2018 la domanda di energia elettrica è stata pari a 321,9 TWh, in aumento dello 0,4% (320,54 TWh) rispetto al 2017 (dati preconsuntivi Terna).

Bilancio Energia Elettrica ²¹			
Energia elettrica (TWh)	Esercizio 2018	Esercizio 2017	Variazione %
Produzione netta:	280,23	285,27	-1,8
- Termoelettrica	185,05	200,31	-7,6
- Idroelettrica	49,28	37,56	31,2
- Fotovoltaica	22,89	24,02	-4,7
- Eolica	17,32	17,57	-1,4
- Geotermica	5,71	5,82	-1,9
Saldo netto import/export	43,91	37,76	16,3
Consumo pompaggi	2,23	2,48	-9,9
Totale domanda	321,91	320,55	0,4

Nel 2018 la produzione netta ha coperto circa l'87% della domanda di energia elettrica, valore inferiore rispetto a quello dei due esercizi passati. La produzione si assesta a 280,23 TWh, in calo del 1,8% rispetto al 2017.

¹⁹ Il Mercato del giorno prima del gas (MGP-GAS) si svolge in due fasi successive tra loro, nella prima fase le negoziazioni si svolgono secondo le modalità di negoziazione continua, nella seconda fase secondo le modalità di asta. Sul MGP-GAS vengono selezionate offerte di acquisto e di vendita di gas relative al giorno-gas di calendario successivo a quello in cui termina la sessione della negoziazione ad asta. Newsletter GME Gennaio 2019

²⁰ <https://www.staffettaonline.com/articolo.aspx?id=301702>

²¹ Terna - Rapporto Mensile sul Sistema Elettrico (Dicembre 2018)

La componente idroelettrica, dopo il calo del 2017 dovuto alla minore piovosità, ha ripreso quota, registrando un +31,2% e portandosi a 49,28 TWh; le altre componenti rinnovabili hanno subito una battuta d'arresto, in particolare il fotovoltaico dopo il significativo incremento avuto nel 2017 (+14%) si è riportato a 22,89 TWh, valore comunque superiore a quello del 2016.

Il saldo netto import/export è stato contraddistinto da un notevole aumento di 6,15 TWh (+16,3%).

Per l'andamento del prezzo di acquisto dell'energia (PUN) si veda il paragrafo "Andamento del mercato energetico".

Il mercato dell'efficienza energetica

La ventunesima Conferenza delle Parti di Parigi (COP21) che si è tenuta nel 2015, è stata un evento che ha segnato un punto di svolta sul tema della lotta al cambiamento climatico. Fu allora che i 197 Paesi coinvolti condivisero la necessità di un piano d'azione globale e giuridicamente vincolante per limitare l'incremento della temperatura media globale al di sotto dei 2°C. L'impegno internazionale, confermato dalla Dichiarazione di Marrakech (COP22) del 2016 che indicava le linee guida per monitorare le azioni volte al contenimento delle emissioni dei gas serra (Nationally Determined Contributions), è proseguito anche nel 2017 con la Conferenza delle Parti di Bonn (COP23) e successivamente, a dicembre 2018, con la conferenza di Katowice (COP24); in quest'ultima occasione i 196 Paesi partecipanti alla conferenza hanno firmato un regolamento attuativo (Rulebook) che rende operativo l'accordo di Parigi e che racchiude lo schema di regole per il monitoraggio del piano di azione futuro²².

A livello europeo nel 2018 è stato aggiornato il Clean Energy Package presentato dalla Commissione Europea per stabilire un nuovo obiettivo in relazione alla quota di energia prodotta da fonti rinnovabili al 32% e la riduzione del 32,5% dei consumi energetici dell'Unione²³.

Rispetto a questo contesto, a novembre 2017 il Governo italiano aveva delineato la Strategia Energetica Nazionale (SEN) 2017, con l'obiettivo di rendere il proprio sistema più sostenibile sul piano ambientale e più forte sul piano economico²⁴.

In coerenza con il contesto strategico nazionale, a dicembre 2018 l'Italia ha presentato la sua proposta di "Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima" attraverso cui intende attuare una profonda trasformazione dell'economia rendendola più rispettosa delle persone e dell'ambiente; in particolare il Piano si propone di sfruttare il grande potenziale di efficienza del settore edilizio tramite la ristrutturazione edilizia, sismica, impiantistica ed estetica di edifici e quartieri e la loro riqualificazione energetica. Inoltre, sul tema dei trasporti, intende promuovere i carburanti alternativi e l'acquisto di veicoli elettrici, oltre ad implementare politiche che incrementino la mobilità collettiva.

Negli ultimi anni l'Italia si è attivata per raggiungere gli obiettivi di risparmio energetico fissati per il 2020 dalla direttiva europea 2012/27/UE. Al 2017 sono stati conseguiti quasi il 52% di questi obiettivi.

Risparmi energetici annuali conseguiti per settore nel periodo 2011-2017 e attesi al 2020 (energia finale, Mtep/anno) ai sensi del PAEE2014 ²⁵									
Settore	Certificati Bianchi	Detrazioni fiscali	Conto Termico	Impresa 4.0	Regolamenti Comunitari e Alta Velocità	D.Lgs 192/05 e 26/6/15	Risparmio energetico		Obiettivo raggiunto (%)
							Conseguito al 2017	Atteso al 2020	
Residenziale	0.71	2.08	-	-	-	0.85	3.64	3.67	99.2
Terziario	0.15	0.02	0.005	-	-	0.04	0.22	1.23	17.5
Industria	2.1	0.03	-	0.3	-	0.07	2.5	5.1	49.0
Trasporti	0.01	-	-	-	1.68	-	1.69	5.5	30.7
Totale energia finale	2.97	2.13	0.005	0.3	1.68	0.96	8.05	15.5	51.9

Tali risparmi energetici derivano per circa il 37% dal meccanismo d'obbligo dei certificati bianchi (TEE), ovvero dal regime obbligatorio di risparmio di energia primaria posto in capo ai distributori di energia elettrica e gas naturale con più di 50.000 clienti. Il quadro normativo e regolatorio relativo al mercato dei titoli di efficienza energetica (TEE) anche per il 2018 ha subito significative evoluzioni. In particolare è

²² Rapporto Annuale Certificati Bianchi GSE 2018

²³ Rapporto Annuale Certificati Bianchi GSE 2018

²⁴ Ministero dello sviluppo economico – Strategia Energetica Nazionale

²⁵ Rapporto Annuale Efficienza Energetica Enea 2018

entrato in vigore un decreto ministeriale che ha modificato alcuni punti del decreto precedente²⁶: ha apportato variazioni agli obiettivi nazionali di risparmio energetico 2017-2020 e alle Linee Guida per la presentazione e valutazione dei progetti presentati in tale ambito. Di conseguenza ARERA, con la deliberazione 487/2018/R/efr, ha aggiornato i criteri di determinazione del contributo tariffario riconosciuto ai distributori, legandone la sua definizione anche ai prezzi registrati nella contrattazione bilaterale e fissandone un limite massimo pari a 250 €/Tep.²⁷ Nel corso del 2018, il GSE ha riconosciuto 3,8 milioni di TEE.

L'andamento dei titoli riconosciuti complessivamente nel 2018 registra un decremento di circa il 34% rispetto al 2017, anno in cui sono stati riconosciuti circa 5,8 milioni di titoli. Il prezzo medio registrato sul mercato organizzato nel 2018 rafforza il trend crescente degli ultimi due anni e, con un incremento del 14% rispetto al 2017, si porta al massimo storico di 303,60 €/tep; al contrario i volumi scambiati sul MTEE, che sin dall'avvio del meccanismo hanno mostrato un'apprezzabile crescita annua, segnano un calo del 46% e si portano sul valore più basso degli ultimi 5 anni, pari a 3,4 milioni di tep.

Titoli di efficienza energetica - dati cumulati ²⁸				
Anno	Prezzo (€/tep)			Volumi scambiati (tep)
	Medio ponderato	Minimo	Massimo	
2018	303,60	145,00	489,90	3.371.773

Per quanto riguarda il settore della mobilità elettrica il 2018 ha visto una crescita del numero delle auto elettriche in circolazione (soltanto nella prima metà del 2018 sono state immatricolate 4.129 auto elettriche, +89% rispetto allo stesso periodo del 2017), ma è stato soprattutto l'anno della mobilitazione di tutti i principali operatori verso un consolidamento dell'infrastruttura di ricarica per veicoli elettrici. In Italia si potevano stimare a fine 2017 circa 2.750 punti di ricarica pubblici, che nel corso del 2018 sono cresciuti grazie ai progetti di numerose utilities, anche tramite accordi con le pubbliche amministrazioni e partnership industriali con case automobilistiche e altre realtà legate al settore della mobilità.

Il 2018 è stato anche l'anno che ha visto l'installazione delle prime colonnine di ricarica in autostrada, e a dicembre Anas ha annunciato un progetto per l'installazione di servizi di ricarica elettrica veloce nelle aree di servizio sui tratti autostradali che ha in gestione, per un totale di 41 impianti.

L'evoluzione del settore nei prossimi anni sarà influenzata dall'evolversi del quadro normativo (ad esempio la nuova regolamentazione europea, come il Clean Mobility Package, che prevede di ridurre al 2030 le emissioni delle automobili del 30% rispetto al 2021), dalla comunicazione mass mediatica, dagli investimenti infrastrutturali e sicuramente anche dallo sviluppo tecnologico: quest'ultimo giocherà un ruolo fondamentale nell'incremento dell'autonomia delle batterie e nella sfida dell'interoperabilità, intesa come possibilità da parte di un veicolo di effettuare una ricarica su tutte le tipologie di colonnine esistenti.

Tra le opportunità che il settore della mobilità elettrica offre, il servizio della mobilità condivisa (car sharing) ha riscontrato un notevole successo negli ultimi anni, soprattutto nelle grandi città.

Il mercato delle telecomunicazioni

Nel 2018 il mercato ICT italiano è cresciuto dello 0,7% rispetto al 2017, raggiungendo un valore di 30 miliardi di euro, con una prospettiva di incremento dell'+1,6% nel 2019. Restringendo il campo alla sola Information Technology, che include i servizi di Telecomunicazione, questa è cresciuta dell'+1,6% totalizzando 22,8 miliardi di euro e un trend previsto al +2,3% nel 2019. Il principale driver di tale crescita risulta essere la Trasformazione Digitale, su cui investono soprattutto le grandi aziende, ma anche le tecnologie che ruotano intorno alla cosiddetta "Terza Piattaforma" e agli "Acceleratori dell'Innovazione", che da sole valgono 18 miliardi e che hanno ritmi di crescita sostenuti: Cloud +25%, Internet Of Things +18%, Intelligenza Artificiale +31%, Realtà virtuale e aumentata +72%, Wearable + 43%, Big Data e Analytics +26%.²⁹

Le tecnologie sopracitate continueranno la loro crescita grazie anche alle reti 5G, che ad oggi in Italia troviamo in regime di sperimentazione. Il progetto lanciato dal Governo sul 5G è iniziato nel 2017 e coinvolge 5 città: Milano, Prato, L'Aquila, Bari e Matera: Vodafone Italia opera a Milano, Wind Tre e Open Fiber a Prato e L'Aquila (con la partecipazione di Estra per Prato), Telecom Italia, Fastweb e Huawei Technologies Italia a Bari e Matera.³⁰ La sperimentazione andrà avanti fino al 2020 e rappresenterà una

²⁶ Decreto Ministeriale 10 Maggio 2018 che modifica alcuni punti del Decreto Ministeriale 11 gennaio 2017

²⁷ Rapporto Annuale Certificati Bianchi GSE 2018

²⁸ Rapporto Annuale Certificati Bianchi GSE 2018

²⁹ Comunicato Assintel Report 2018

³⁰ MISE: Avviso del 2 agosto 2017 - Sperimentazione 5G: Graduatorie migliori proposte progettuali e differimento termini per procedura negoziata.

nuova tappa del percorso che porterà l'Italia a dotarsi di una tecnologia per reti mobili di quinta generazione. Il 5G non è solo un'evoluzione del 4G, ma è una piattaforma che apre nuove opportunità di sviluppo. È una tecnologia diversa da quelle utilizzate nel passato sia per quanto riguarda la velocità che il tempo di latenza; ha potenzialità enormi sul fronte dei servizi che potranno essere sviluppati e potrà essere volano di crescita per il sistema produttivo nazionale.

A ottobre 2018 si è chiusa la gara per l'assegnazione dei diritti d'uso delle frequenze per il 5G indetta dal MISE e avviata il 13 settembre: l'introito raggiunto con l'asta è di 6,55 miliardi di euro, oltre 4 miliardi in più dei 2,5 miliardi preventivati come soglia minima; ha superato del 164% il valore delle offerte iniziali e del 130,5% la base d'asta. I soggetti che si sono aggiudicati i vari lotti di frequenze sono Telecom Italia, Vodafone Italia, Wind 3, Iliad Italia e Fastweb³¹.

Il 5G rappresenta per le società di telecomunicazioni in possesso dell'ampiezza di banda necessaria una grande opportunità per fornire nuovi servizi ed incrementare l'efficienza nella gestione dei prodotti e sarà possibile realizzare nuovi modelli di business abilitati da questa tecnologia. Il 5g permetterà di avere oggetti smart connessi tra loro (IOT - Internet of Things), che si scambiano una grande quantità di dati con velocità e bassa latenza e che dialogano con i sensori, abilitando la realizzazione delle smart city.

Per quanto riguarda lo sviluppo della fibra ottica, ed in particolare nelle aree a fallimento di mercato, le cosiddette aree bianche, Infratel negli ultimi tre anni ha aperto tre bandi pubblici per l'affidamento della concessione per la costruzione e la gestione di una infrastruttura a banda ultralarga in circa 7.500 comuni italiani in 19 regioni³².

I tre bandi sono stati assegnati a Open Fiber, che si è aggiudicata l'installazione della fibra ottica in circa 9,6 milioni di unità immobiliari sparse in tutta Italia³³.

Grazie anche alla crescita dei servizi offerti da Open Fiber, le cui linee offerte agli operatori retail sono cresciute di oltre 230 mila in un anno, nel 2018 sono cresciuti sia gli accessi con tecnologia FTTC (oltre il 70%) che quelli in fibra (oltre il 50%). Quest'ultimi a fine settembre 2018 ammontano a circa 800 mila unità e crescono anche gli accessi in FWA (+20,3%).

Per quanto riguarda la rete fissa si registra una flessione annua negli accessi di 90.000 linee; continua il trend di riduzione degli accessi attraverso la rete in rame -18,9% su base annua.

All'interno degli accessi da rete fissa, secondo i dati pubblicati da Agcom per il terzo trimestre 2018, gli accessi broadband hanno sfiorato i 17 milioni di unità, con un aumento su base annua di 710 mila unità. Le linee ADSL sono diminuite di 2,15 milioni di unità rispetto allo stesso periodo del 2017, attestandosi su di un valore pari a 9,22 milioni di linee.

A settembre 2018, oltre il 73% delle linee a larga banda sono state commercializzate con velocità pari o superiore a 10 Mbit/s e le linee con velocità pari o superiore a 30 Mbit/s sono cresciute di circa 620 mila unità su base trimestrale, superando il 40% del totale delle linee broadband e ultrabroadband. Gli accessi con velocità compresa tra 10 e 30 Mbit/s si riducono a poco meno del 32% del totale (5,4 milioni di unità) e diminuiscono di quasi 1,23 milioni di unità anche gli accessi con velocità inferiore a 10 Mbit/s. Su base annua sono cresciuti sia gli accessi con velocità maggiore di 100 Mbit/s che quelli con velocità compresa tra 30 e 10 Mbit/s, aumentati rispettivamente di 1,3 e 1,93 milioni di unità.

Sul fronte della telefonia mobile nel 2018 lo scenario competitivo del mercato italiano è stato caratterizzato dall'ingresso dell'operatore francese Iliad, che è diventato il quarto operatore infrastrutturato del paese, dopo TIM, Vodafone e WindTre.

Le linee complessive hanno registrato un aumento di 3,8 milioni di unità su base annua, dovuto alla progressiva diffusione delle SIM "M2M".

Osservando l'andamento del traffico dati su base annua, il numero delle sim con accesso a Internet è cresciuto dell'8,7% arrivando a 57,3 milioni di unità; il traffico dati complessivo da inizio anno risulta in aumento del 60% rispetto al corrispondente periodo del 2017.

Ambiente

Il settore dei rifiuti appare molto frammentato, con una governance che interessa diversi soggetti, sia nazionali che locali e livelli di servizio fortemente eterogenei. Il territorio nazionale è organizzato in 57 Ambiti Territoriali Ottimali (ATO), con una prevalenza di Regioni che hanno optato per un ATO regionale e altre in cui la dimensione degli ambiti varia dalla scala provinciale a quella sub-provinciale.

Il mercato dei rifiuti urbani in Italia vale oltre 12 miliardi di Euro, con 575 operatori attivi di cui solo 20 superano i 100 milioni di euro di fatturato e con un livello occupazionale di oltre 90 mila addetti; i principali

³¹ MISE: Comunicato del 2 ottobre 2018 - Conclusa la GARA 5G: totale delle offerte 6.550.422.258,00 euro.

³² Rapporto sulla filiera delle Telecomunicazioni in Italia 2018 – Osservatori Digital Innovation (Politecnico di Milano)

³³ www.corrierecomunicazioni.it/digital-economy/open-fiber-si-aggiudica-la-terza-gara-infratel/

operatori in termini di fatturato e rifiuti raccolti sono le multiutility quotate (Hera, A2A, Iren) e Ama Roma, la municipalizzata della città³⁴.

I dati aggiornati sulla situazione rifiuti in Italia rilevano che nel 2017 la produzione dei rifiuti urbani è scesa dell'1,7% rispetto al 2016, attestandosi sui 29,6 milioni di tonnellate, che sono stati gestiti in 644 impianti: 340 dedicati al trattamento della frazione organica, 130 per il trattamento intermedio di tipo meccanico o meccanico biologico, 123 discariche, 39 impianti di incenerimento e 12 di coincenerimento. Nel corso degli ultimi anni è aumentato il numero degli impianti di trattamento a discapito delle discariche, che nel 2017 sono diminuite di 11 unità rispetto all'anno precedente, mentre i WTE (*Waste to energy*) sono rimasti invariati³⁵.

La raccolta differenziata nel 2017 ha raggiunto la percentuale di 55,5%; più alti i valori al Nord (66,2%), sotto la media nazionale il Centro Italia (51,8%), più bassi al Sud (41,9%): il Veneto è la regione con la più alta percentuale di raccolta differenziata pari al 73,6%, seguita da Trentino Alto Adige con il 72%, Lombardia con il 69,6% e Friuli Venezia Giulia con il 65,5%³⁶.

Nel trattamento dei rifiuti il Nord rappresenta una realtà avanzata, nella quale viene massimizzato il recupero di materia e di energia, grazie alla diffusa dotazione di impianti per il trattamento della frazione organica di rifiuti e che consentono la produzione di biogas e biometano e di impianti di recupero energetico per la frazione indifferenziata residua.

Il sistema di gestione dei rifiuti nel Mezzogiorno risulta invece ancora molto dipendente dalle discariche, a cui viene destinato oltre il 75% del rifiuto indifferenziato residuo, mentre l'area del Centro registra qualche difficoltà nel trattamento sia della frazione organica che del residuo indifferenziato ed invia circa 1 milione di tonnellate di rifiuti a impianti del Nord o all'estero.

Se ci concentriamo sulla regione Toscana si osserva che questa è divisa in 3 ATO: Toscana Sud, nel quale l'affidamento del servizio è gestito da SEI Toscana srl, Toscana Centro, gestito da Alia servizi ambientali spa e Toscana Costa, che si differenzia dagli altri per una frammentazione della gestione del servizio di raccolta e trattamento rifiuti tra 11 gestori diversi. Secondo i dati dell'ultimo Rapporto Rifiuti Urbani dell'ISPRA, nel 2017 la Regione Toscana ha raggiunto il 53,9% di raccolta differenziata, valore più alto dal 2013³⁷. Il fatturato delle principali aziende operanti nel settore ambiente in Toscana è superiore a 657 milioni di euro (dati 2016).

Gli impianti di trattamento e smaltimento dei rifiuti urbani presenti in Toscana sono 48, e negli ultimi anni sono rimasti pressoché invariati, ad eccezione del numero delle discariche, che sono diminuite di 4 unità.

La legge di Bilancio di previsione 2018 ha attribuito all'Autorità (che proprio in questo frangente ha preso il nome di ARERA) compiti di regolazione anche nel settore dei rifiuti con compiti da esercitare con gli stessi poteri e principi finora applicati nei settori già di competenza dell'Autorità (elettricità, gas, sistema idrico integrato e teleriscaldamento).

5. INDICATORI ALTERNATIVI DI PERFORMANCE

Il Gruppo ESTRA utilizza gli indicatori alternativi di performance (IAP) al fine di trasmettere in modo più efficace le informazioni sull'andamento della redditività dei business in cui opera, nonché sulla propria situazione patrimoniale e finanziaria.

Per una corretta interpretazione di tali IAP si evidenzia quanto segue:

- (i) tali indicatori sono costruiti esclusivamente a partire da dati storici del Gruppo e non sono indicativi dell'andamento futuro del Gruppo;
- (ii) gli IAP non devono essere considerati sostitutivi degli indicatori previsti dai principi contabili di riferimento (IFRS);
- (iii) le definizioni degli indicatori utilizzati dal Gruppo, in quanto non rinvenienti dai principi contabili di riferimento, potrebbero non essere omogenee con quelle adottate da altre società e quindi con esse comparabili.

In accordo con gli orientamenti pubblicati il 5 ottobre 2015 dall'European securities and markets (Esma/2015/1415), sono di seguito esplicitati il contenuto e il criterio di determinazione degli Iap utilizzati nel presente bilancio.

³⁴ Green Book 2018 – I dati sulla gestione dei rifiuti urbani in Italia, a cura di Utilitatis

³⁵ Rapporto Rifiuti Urbani 2018 ISPRA

³⁶ Rapporto Rifiuti Urbani 2018 ISPRA

³⁷ Rapporto Rifiuti Urbani 2018 ISPRA

Indicatori alternativi di performance economici

- Le componenti reddituali sono classificate tra le **Poste Non Ricorrenti**, se significative, quando (i) derivano da eventi o da operazioni il cui accadimento risulta non ricorrente, ovvero da quelle operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività, ai sensi della delibera Consob numero 15519 del 27 luglio 2006 oppure (ii) derivano da eventi o da operazioni non rappresentativi della normale attività del business, , come nel caso degli oneri connessi alla valutazione o alla dismissione di asset e oneri finanziari straordinari conseguenti a riscatto e/o rimborso anticipato, anche se si sono verificati negli esercizi precedenti o è probabile si verifichino in quelli successivi.
- Il **Totale Ricavi** è calcolato sommando i "Ricavi delle vendite e prestazioni" e gli "Altri ricavi operativi" indicati nel prospetto di conto economico consolidato del Gruppo.
- Il **Totale Ricavi Adjusted** corrisponde al Totale Ricavi, sopra definito, rettificato per escludere ricavi non ricorrenti come sopra definiti.
- I **Costi esterni**, calcolati sommando i costi per "Consumi di materie prime, sussidiarie e merci, i "Costi per servizi", i "Costi per godimento beni di terzi" e gli "Altri costi operativi" indicati nel prospetto di conto economico consolidato del Gruppo.
- Il **Costi esterni Adjusted** corrisponde ai Costi esterni, sopra definiti, rettificato per escludere le Poste non ricorrenti come sopra definiti.
- Il **marginale operativo lordo o EBITDA** è un indicatore della performance operativa ed è calcolato sommando all'Utile netto, derivante dal bilancio consolidato di Estra, il "risultato netto delle attività cessate, le "imposte sul reddito dell'esercizio", il risultato della "valutazione delle partecipazioni al patrimonio netto", gli "utili e perdite su cambi", gli "oneri finanziari", i "proventi finanziari" e gli "ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni", derivanti dal bilancio consolidato del Gruppo.
- L'**EBITDA Adjusted** corrisponde all'EBITDA, sopra definito, rettificato per escludere ricavi e costi significativi non ricorrenti come sopra definiti. Tale parametro non è identificato come misura contabile nell'ambito degli EU-IFRS e pertanto il criterio di determinazione applicato dal Gruppo potrebbe non essere omogeneo con quello adottato da altri gruppi. Questo indicatore è utilizzato come financial target nelle presentazioni interne e in quelle esterne (agli analisti e agli investitori) e rappresenta una misura utile per la valutazione delle performance operative del Gruppo (nel suo complesso e a livello di business unit), anche attraverso il confronto della redditività operativa del periodo di riferimento con quella dei periodi precedenti. Questo permette di condurre analisi sui trend e confrontare le efficienze realizzate nei periodi.
- L'**EBIT Adjusted** corrisponde al Risultato operativo proveniente dai bilanci consolidati del Gruppo, rettificato per escludere ricavi e costi significativi non ricorrenti come sopra definiti. Tale parametro non è identificato come misura contabile nell'ambito degli EU-IFRS e pertanto il criterio di determinazione applicato dal Gruppo potrebbe non essere omogeneo con quello adottato da altri gruppi.
- L'**Utile netto Adjusted** corrisponde all'Utile Netto proveniente dai bilanci consolidati del Gruppo, rettificato per escludere ricavi e costi significativi non ricorrenti come sopra definiti. Tale parametro non è identificato come misura contabile nell'ambito degli EU-IFRS e pertanto il criterio di determinazione applicato dal Gruppo potrebbe non essere omogeneo con quello adottato da altri gruppi.

Indicatori alternativi di performance patrimoniali e finanziari

- Il **Capitale immobilizzato** è determinato quale somma di: immobilizzazioni materiali, attività immateriali e avviamento, partecipazioni e altre attività finanziarie non correnti.
- Le **Altre attività e passività non correnti** accolgono la somma delle voci di "altre attività/passività non correnti", attività/passività per imposte anticipate e differite", "trattamento di fine rapporto" e "fondi per rischi e oneri".
- Il **Capitale circolante netto commerciale** è definito dalla somma di: rimanenze; crediti e debiti commerciali.
- Le **Altre attività e passività correnti** accolgono la somma delle voci "crediti/debiti tributari", "altre attività/passività correnti"
- Il **Capitale investito netto** è determinato dalla somma algebrica del "capitale immobilizzato", delle "attività/passività non correnti", del "capitale circolante netto commerciale" delle "altre attività/passività correnti" e delle attività destinate alla rivendita". Questo indicatore è utilizzato come financial target nelle presentazioni interne (business plan) e in quelle esterne (agli analisti e

agli investitori) e rappresenta una misura utile per la valutazione di tutte le attività e passività operative correnti e non correnti facenti capo al Gruppo, così come sopra dettagliato.

- La **Posizione Finanziaria Netta** rappresenta un indicatore della struttura finanziaria. Tale indicatore è quindi determinato come somma delle voci: disponibilità liquide e mezzi equivalenti, quota entro 12 mesi di finanziamenti a m/l termine, quota oltre 12 mesi di finanziamenti a m/l termine, debiti finanziari a breve termine, altre attività/passività finanziarie correnti (quali strumenti finanziari attivi e passivi). Questo indicatore è utilizzato come financial target nelle presentazioni interne (business plan) e in quelle esterne (agli analisti e agli investitori) e rappresenta una misura utile per la valutazione del livello di indebitamento finanziario del Gruppo, anche attraverso il confronto con i periodi precedenti. Questo permette di condurre analisi sui trend e confrontare le efficienze realizzate nei periodi.
- Il **Capitale raccolto** è ottenuto dalla somma della posizione finanziaria netta e del patrimonio netto. Questo indicatore è utilizzato come financial target nelle presentazioni interne (business plan) e in quelle esterne (agli analisti e agli investitori) e rappresenta la suddivisione delle fonti di finanziamento tra capitale proprio e di terzi ed è un indicatore dell'autonomia e solidità finanziaria del Gruppo.

Indici e rapporti patrimoniali e finanziari

- Il rapporto di solidità è definito come il rapporto tra il totale delle attività non correnti ed il totale attivo
- Il rapporto di elasticità è definito come il rapporto tra il totale delle attività correnti ed il totale attivo.
- Il rapporto di disponibilità è definito come il rapporto tra il totale delle attività non correnti ed il totale attività correnti.
- Il rapporto a Indebitamento Finanziario Netto / Equity è dato dal rapporto tra la posizione finanziaria netta ed il patrimonio netto consolidato.
- Il rapporto a Indebitamento Finanziario Netto / EBITDA Adjusted è dato dal rapporto tra posizione finanziaria netta ed l'EBITDA Adjusted. L'indice Pfn/Ebitda, esposto come multiplo dell'Ebitda, è utilizzato come financial target nelle presentazioni interne (business plan) e in quelle esterne (agli analisti e agli investitori) e rappresenta una misura della capacità della gestione operativa di remunerare il debito finanziario netto.
- Il rapporto a breve termine è dato dal rapporto tra l'Indebitamento Finanziario Corrente e l'Indebitamento Finanziario netto.
- Il rapporto a lungo termine è dato dal rapporto tra l'Indebitamento Finanziario non corrente e l'Indebitamento Finanziario netto.

Indici di rotazione

- I giorni medi di incasso sono definiti come il rapporto tra i Crediti commerciali ed i Ricavi delle vendite e prestazioni, moltiplicati per i giorni dell'esercizio di riferimento.
- I giorni medi di pagamento sono definiti come il rapporto tra la somma dei Debiti commerciali e la somma dei Consumi di materiali, sussidiarie e merci, dei Costi per servizi, Costo per godimento beni di terzi e degli Altri costi operativi, moltiplicati per i giorni dell'esercizio di riferimento.

Indici e rapporti di performance economica

- L'EBITDA margin viene calcolato come rapporto tra l'EBITDA Adjusted ed il Totale Ricavi Adjusted.
- Il ROE, cioè il rendimento del capitale proprio, è dato dal rapporto tra l'utile netto e il patrimonio netto ed è espresso in percentuale. Questo indicatore è utilizzato come financial target nelle presentazioni interne (business plan) e in quelle esterne (agli analisti e agli investitori) e intende misurare la redditività ottenuta dagli investitori a titolo di rischio.
- Il ROI, cioè il rendimento del capitale investito netto, è dato dal rapporto tra il risultato operativo e il capitale investito netto ed è espresso in percentuale. Questo indicatore è utilizzato come financial target nelle presentazioni interne (business plan) e in quelle esterne (agli analisti e agli investitori) e intende misurare la capacità di produrre ricchezza tramite la gestione operativa e quindi di remunerare il capitale proprio e quello di terzi.

6. ANDAMENTO DELLA GESTIONE – DATI ECONOMICI

I principali dati reddituali per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2018 e 2017 sono riportati nella seguente tabella:

Conto Economico (valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre				Variazione	
	2018		2017		2018 vs 2017	
	Valore	Incidenza	Valore	Incidenza	Assoluta	%
Totale Ricavi	842.973	100,4%	715.858	100,0%	127.115	17,8%
Costi esterni	-731.276	-87,1%	-597.132	-83,4%	-134.144	22,5%
Costi del personale	-36.604	-4,4%	-32.650	-4,6%	-3.954	12,1%
Proventi/(oneri) da gestione rischio commodity	-4.419	-0,5%	1.359	0,2%	-5.778	-425,1%
Quota dei proventi/(oneri) da valutazione delle partecipazioni di natura non finanziaria con il metodo del PN	558	0,1%	225	0,0%	333	148,2%
EBITDA	71.233	8,5%	87.660	12,2%	-16.427	-18,7%
Ammortamenti e svalutazioni	-34.912	-4,2%	-33.185	-4,6%	-1.727	5,2%
Accantonamenti	-8.353	-1,0%	-9.778	-1,4%	1.425	-14,6%
EBIT	27.969	3,3%	44.697	6,2%	-16.728	-37,4%
Gestione finanziaria	-12.830	-1,5%	-13.933	-1,9%	1.103	-7,9%
Utile ante imposte	15.139	1,8%	30.764	4,3%	-15.625	-50,8%
Imposte sul reddito dell'esercizio (al netto degli effetti fiscali connessi alle poste non ricorrenti)	-5.108	-0,6%	-14.321	-2,0%	9.213	-64,3%
Risultato netto derivante dalle attività in funzionamento	10.031	1,2%	16.443	2,3%	-6.412	-39,0%
Risultato netto attività cessate / in dismissione	-2.320	-0,3%	-377	-0,1%	-1.943	515,4%
Utile netto	7.711	0,9%	16.066	2,2%	-8.355	-52,0%

La tabella che segue illustra i Ricavi Consolidati Adjusted, l'EBITDA Adjusted, l'EBITDA e il Risultato Operativo (EBIT), per gli esercizi conclusi al 31 dicembre 2018 e 2017.

Conto Economico gestionale adjusted (valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre				Variazione	
	2018		2017		2018 vs 2017	
	Adjusted	Incidenza	Adjusted	Incidenza	Assoluta	%
Totale Ricavi adjusted	839.699	100,0%	715.858	100,0%	123.841	17,3%
Costi esterni adjusted	-728.073	-86,7%	-598.132	-83,6%	-129.941	21,7%
Costi del personale	-36.604	-4,4%	-32.650	-4,6%	-3.954	12,1%
Proventi/(oneri) da gestione rischio commodity	-4.419	-0,5%	1.359	0,2%	-5.778	-425,1%
Quota dei proventi/(oneri) da valutazione delle partecipazioni di natura non finanziaria con il metodo del PN	558	0,1%	225	0,0%	333	148,2%
EBITDA adjusted	71.162	8,5%	86.660	12,1%	-15.498	-17,9%
Ammortamenti e svalutazioni adjusted	-34.912	-4,2%	-31.462	-4,4%	-3.450	11,0%
Accantonamenti adjusted	-8.353	-1,0%	-9.778	-1,4%	1.425	-14,6%
EBIT adjusted	27.898	3,3%	45.420	6,3%	-17.522	-38,6%
Risultato della gestione finanziaria adjusted	-10.711	-1,3%	-10.659	-1,5%	-52	0,5%
Utile ante imposte adjusted	17.187	2,0%	34.761	4,9%	-17.574	-50,6%
Imposte sul reddito dell'esercizio (al netto degli effetti fiscali connessi alle poste non ricorrenti)	-5.596	-0,7%	-15.603	-2,2%	10.495	-67,3%
Risultato netto derivante dalle attività in funzionamento adjusted	11.591	1,4%	19.158	2,7%	-7.079	-37,0%
Risultato netto attività cessate / in dismissione adjusted	0	0,0%	-377	-0,1%	377	-100,1%
Utile netto adjusted	11.591	1,4%	18.781	2,6%	-6.702	-35,7%

Il conto economico consolidato del Gruppo 2018 e 2017 è stato influenzato da alcune componenti di reddito che (i) derivano da eventi o da operazioni il cui accadimento risulta non ricorrente, ovvero da quelle operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività oppure (ii) derivano da eventi o da operazioni non rappresentativi della normale attività del business, anche se si sono verificati negli esercizi precedenti probabile si verifichino in quelli successivi, nel seguito descritte nel dettaglio.

Di seguito si rappresenta la composizione degli elementi definiti dal management della Società come non ricorrenti, inusuali o non rappresentativi della normale attività del business per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2018 e 2017:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al	
	31-dic 2018	31-dic 2017
Accordi transattivi su cessione di Andali Energia S.r.l.	-3.274	
Totale ricavi non ricorrenti	-3.274	0
Competenze esercizi precedenti da Settlement Gas	1.387	
Costi straordinari IPO	1.816	
Accantonamenti straordinari connessi alla cessione dell'impianto di distribuzione gas nel Comune di Prato		-1.000
Totale costi e ricavi non ricorrenti con impatto sull'EBITDA	-71	-1.000
Svalutazione di attività materiali a seguito di impairment test dell'impianto di tricogenerazione sito nel Comune di Sesto fiorentino		1.723
Totale costi e ricavi non ricorrenti con impatto sul Risultato Operativo (EBIT)	-71	723
Oneri finanziari straordinari per rimborso prestito obbligazionario	2.119	
Oneri finanziari straordinari per riscatto anticipato leasing		629
Oneri finanziari straordinari per estinzione anticipata derivati		2.645
Totale costi e ricavi non ricorrenti con impatto sul Risultato ante imposte	2.048	3.997
Adeguamento al valore di presumibile realizzo delle attività nette della controllata Useneko	2.320	
Totale costi e ricavi non ricorrenti connesse ad attività cessate / in dismissione	2.320	0
Totale costi e ricavi non ricorrenti	4.368	3.997

Nell'esercizio 2018 si evidenziano i seguenti elementi (con impatto negativo complessivo sul risultato ante imposte del Gruppo per Euro 4.368 migliaia):

- Maggiori ricavi per Euro 3.274 migliaia per effetto della sottoscrizione di accordi inerenti la società Andali Energia S.r.l., ceduta nel precedente esercizio, come descritto nel paragrafo di nota integrativa "Accordi inerenti la cessione di Andali Energia S.r.l.";
- Maggiori costi operativi per 1.387 mila euro ad esito della determinazione delle partite di aggiustamento scaturite ad esito delle sessioni di aggiustamento per gli anni 2013-2017 disciplinate dall'Autorità con la delibera 5 ottobre 2017, 670/2017/R/gas (cosiddetto "settlement") per la società neo acquisita Gas Marca S.r.l.;
- Costi straordinari per 1.816 mila euro relativi al processo di ammissione alla quotazione delle azioni di Estra sul Mercato Telematico Azionario gestito da Borsa Italiana S.p.A. approvata dall'Assemblea dei Soci in data 5 marzo 2018 e rinviata successivamente riscontrate le sfavorevoli condizioni dei mercati finanziari;
- Oneri finanziari straordinari a seguito dell'operazione di riacquisto parziale di titoli relativi al prestito obbligazionario denominato "E.S.TR.A. S.p.A. Euro 80.000.000, 2,45 per cent. Guaranteed Notes due 2023" per un valore nominale pari a 30 milioni di euro, effettuata in data 3 marzo 2018 per complessivi 2.119 mila euro;
- Revisione del probabile valore di realizzo della società destinata alla vendita Useneko di Euro 2.320 migliaia.

Gli aggiustamenti hanno incidenza solo sull'utile di Gruppo.

Nell'esercizio 2017 si evidenziano i seguenti elementi (con impatto negativo complessivo sul risultato ante imposte del Gruppo per Euro 3.997 migliaia):

- Storno della quota eccedente dell'accantonamento iscritto nel corso dell'esercizio 2015 (originariamente pari a complessivi Euro 3.370 migliaia e volto a fronteggiare possibili oneri connessi alla cessione dell'impianto di distribuzione gas nel Comune di Prato) per Euro 1.000 migliaia a fronte della parziale revisione dei rischi connessi a possibili riduzioni del corrispettivo della cessione;
- Svalutazione di attività materiali a seguito di impairment test dell'impianto di tricogenerazione sito nel Comune di Sesto fiorentino, per Euro 1.723 migliaia, iscritta nella voce ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni;
- Oneri finanziari non ripetitivi connessi al riscatto anticipato di alcuni leasing per Euro 629 migliaia;
- Oneri finanziari non ripetitivi connessi all'estinzione anticipata di taluni strumenti finanziari derivati per Euro 2.645 migliaia.

Gli aggiustamenti hanno incidenza solo sull'utile di Gruppo.

Per migliorare la comparabilità con i dati 2018, predisposti in accordo all'IFRS 15 (per cui si rimanda ad apposito paragrafo della nota integrativa), i risultati per settore operativo al 31/12/2017 sono stati riesposti al fine di rappresentare:

- il margine netto dell'attività di trading gas nel settore operativo Vendita gas e luce con conseguente riclassifica di costi e ricavi nella voce proventi (oneri) da gestione commodity;
- i ricavi per componenti tariffarie passanti al netto dei relativi costi nel settore operativo Distribuzione gas naturale;
- i ricavi per prestazioni accessorie passanti al netto dei relativi costi nel settore operativo Vendita gas e luce;
- ricavi per personale comandato verso terzi a riduzione del costo del personale dei settori operativi.

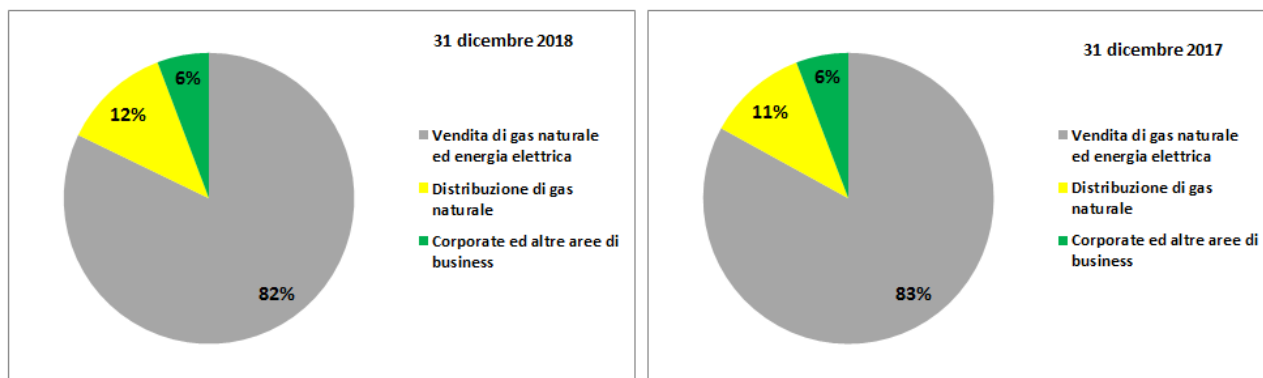
Il modello di business del Gruppo è attualmente strutturato in base a Strategic Business Unit (SBU) che sono riconducibili ai settori della Vendita gas e energia elettrica, Distribuzione gas naturale e la SBU "Altre" che comprende i comparti delle telecomunicazioni, dei servizi energetici, delle rinnovabili e dei servizi corporate svolti dalla capogruppo. La suddivisione in SBU rispecchia la reportistica utilizzata dal Management per l'analisi e la pianificazione dei business gestiti.

Nel corso dell'esercizio 2018 il Gruppo ha operato una riorganizzazione interna della Sbu Vendita gas naturale ed energia che colloca le attività di trading gas e di somministrazione gas ai clienti finali sotto lo stesso livello decisionale in termini di assegnazione degli obiettivi, allocazione risorse e monitoraggio dei risultati. In considerazione di quanto esposto i risultati del trading sono stati inclusi nel segmento operativo Vendita gas ed energia elettrica sia per l'esercizio 2018 che per il 2017.

La tabella che segue illustra il totale dei ricavi adjusted, comprensivi dei ricavi delle vendite e delle prestazioni e degli altri ricavi ed esposti al netto delle poste non ricorrenti di ciascuna area di business del Gruppo Estra per gli esercizi conclusi al 31 dicembre 2018 e 2017, con indicazione della rilevanza, in termini percentuali, rispetto al totale dei ricavi consolidati del Gruppo.

Totale Ricavi Adjusted (valori in migliaia di Euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre				Variazione del periodo	
	2018	% su Totale Ricavi Adjusted	2017	% su Totale Ricavi Adjusted	2018 vs 2017	%
Vendita di gas naturale ed energia elettrica	750.633	89%	653.524	91%	97.109	15%
Distribuzione di gas naturale	110.179	13%	87.954	12%	22.225	25%
Corporate ed altre aree di <i>business</i>	52.728	6%	45.909	6%	6.820	15%
Rettifiche ed elisioni	-73.841	-9%	-71.528	-10%	-2.313	3%
Totale Ricavi Adjusted	839.699	100%	715.858	100%	123.841	17%

Nel grafico seguente è riportata la composizione dei ricavi per SBU al lordo delle elisioni per le transazioni tra le varie SBU. Per ulteriori informazioni sull'andamento economico si rimanda al capitolo relativo all'analisi per area d'affari.



Andamento della Gestione 2018 comparato al 2017

Al 31 dicembre 2018 il Gruppo ha conseguito ricavi adjusted complessivi per 839,7 milioni di euro con una crescita del 17,3% rispetto al 2017. La crescita dei ricavi ha interessato tutti i settori, sia per ampliamento delle attività gestite, soprattutto nella Distribuzione gas e nella Sbu Altro con crescita delle attività sulle Tlc e Rinnovabili sia per l'incremento delle tariffe medie di vendita registrate nella Sbu Vendita oltre ad un incremento dei volumi venduti.

La composizione dei ricavi del gruppo è in linea con l'esercizio precedente, i ricavi della Vendita gas e energia elettrica si confermano oltre l'80% dei ricavi complessivi al lordo delle elisioni infragruppo.

La riduzione della marginalità della Vendita gas e energia elettrica ha portato ad un incremento dell'incidenza dei costi esterni adjusted sul totale ricavi adjusted che passano dall' 83,6% al 86,7%.

L'incremento del costo del lavoro adjusted che passa da 32,6 a 36,6 milioni di Euro è dovuto, prevalentemente ad acquisizioni societarie nella SBU Vendita gas e energia elettrica (Metania, Gas Marca), nella Sbu Distribuzione gas (Tua Reti, Melfi Reti Gas) e al consolidamento e successiva fusione di Edma nella capogruppo Estra SpA, intercorsa a fine 2017.

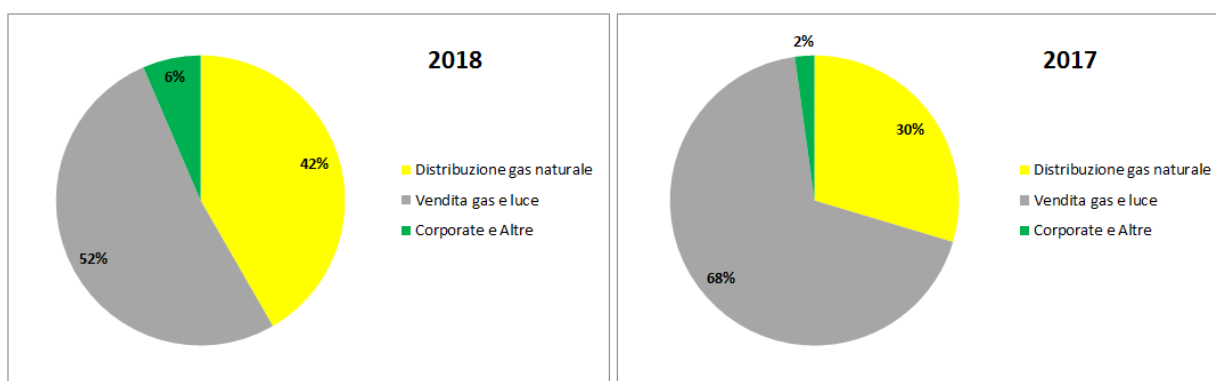
Gli oneri da gestione rischio commodity registrano, nell'esercizio 2018, un valore di 4,4 milioni di euro a fronte di proventi per 1,4 milioni dell'esercizio precedente principalmente a causa della variazione del fair value dei commodity swap utilizzati nell'attività di commercializzazione gas che non soddisfano le condizioni, anche formali, richieste dallo IAS 39 per la contabilizzazione a patrimonio netto, come strumenti di "cash flow hedge".

I proventi da valutazione partecipazioni di natura non finanziaria, 558 mila euro nel 2018 (225 mila Euro nel 2017) sono relativi al risultato di esercizio della società Edma Reti Srl.

A fronte dell'incremento dei ricavi, il Gruppo registra una riduzione del margine operativo lordo di 15,5 milioni che, come meglio descritto nel successivo paragrafo di analisi per SBU, è riferita al settore Vendita gas e energia elettrica, in contrazione di 22,2 milioni. Tale contrazione è in parte mitigata dall'incremento di marginalità della Distribuzione gas (4 milioni di Euro), delle attività della Sbu Altro (2,7 milioni di Euro).

L'ebitda adjusted è pari a 71,2 milioni di Euro (86,7 milioni nel 2017) con una incidenza sui ricavi che passa dal 12,1% all'8,5%.

Si fornisce di seguito il dettaglio della composizione dell'EBITDA Adjusted, tra le varie SBU per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2018, comparato con il precedente esercizio:



Gli ammortamenti e svalutazioni adjusted ammontano a 34,9 milioni di euro in aumento rispetto ai valori dell'esercizio precedente (31,4 milioni) per nuovi investimenti, soprattutto nel comparto distribuzione gas e per le operazioni di acquisizione societarie dell'esercizio.

Per effetto di quanto sopra, l'Ebit Adjusted passa da 45,4 milioni di euro del 2017 a 27,9 milioni del 2018 con una variazione negativa di 17,5 milioni.

La gestione finanziaria adjusted presenta un saldo negativo di 10,7 milioni di euro in linea con i valori dell'esercizio precedente.

L'utile ante imposte adjusted si attesta a 17,2 milioni di euro (34,8 milioni nel 2017).

Le imposte sul reddito adjusted ammontano a 5,6 milioni di euro con un tax rate del 32,6% in diminuzione rispetto al 44,9% del 2017.

L'utile netto d'esercizio adjusted è pari a 12,1 milioni di euro in diminuzione rispetto ai 18,8 milioni dell'esercizio 2017. Per effetto delle acquisizioni di minorities perfezionate lo scorso esercizio, la quota di terzi del risultato passa dal 31,5% al 4,9%.

7. ANDAMENTO DELLA GESTIONE – SITUAZIONE PATRIMONIALE-FINANZIARIA

Di seguito sono forniti i principali dati patrimoniali e finanziari al 31 dicembre 2018 e 2017.

Stato Patrimoniale Riclassificato (valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2018		Esercizio chiuso al 31 dicembre 2017	
	Valore	Incidenza	Valore	Incidenza
Immateriali	425.883	72,39%	364.333	66,38%
Materiali	84.778	14,41%	82.033	14,95%
Partecipazioni e attività finanziarie non correnti	34.986	5,95%	39.083	7,12%
Capitale Immobilizzato	545.647	92,74%	485.449	88,45%
Altre attività e passività non correnti	(43.389)	-7,37%	(28.451)	-5,18%
Capitale Circolante Netto Commerciale	109.332	18,58%	106.896	19,48%
Altre attività e passività correnti	(23.903)	-4,06%	(17.306)	-3,15%
Attività e Passività destinate alla vendita	650	0,11%	2.255	0,41%
Capitale Investito Netto	588.337	100,00%	548.843	100,00%
Patrimonio Netto	325.253	55,28%	331.920	60,48%
Indebitamento finanziario corrente netto	(109.993)	-18,70%	(151.317)	-27,57%
Indebitamento finanziario non corrente	373.077	63,41%	368.240	67,09%
Indebitamento Finanziario Netto	263.084	44,72%	216.923	39,52%
Totale fonti di finanziamento	588.337	100,00%	548.843	100,00%

7.1 INDICATORI PATRIMONIALI 2018 COMPARATI CON IL 2017

Con riferimento all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2018, il capitale immobilizzato passa da Euro 499,5 milioni di Euro a 545,6 milioni. Oltre che per effetto della riclassifica dei contributi per allacciamenti nelle passività contrattuali non corrente operata in applicazione dell'IFRS 15 (Euro 14 milioni), il capitale immobilizzato registra un incremento per effetto degli investimenti e delle aggregazioni aziendali intervenute nell'esercizio 2018, tra le quali si segnalano le acquisizioni di Melfi Reti Gas nel comparto della Distribuzione gas e di Metania e Gas Marca nel comparto Vendita gas e energia elettrica, al netto di cessioni e ammortamenti.

Escludendo la riclassifica di sopra, le altre attività e passività non correnti restano sostanzialmente invariate.

Il capitale circolante commerciale resta sostanzialmente in linea per l'effetto combinato derivante dalla riduzione delle rimanenze di gas in stoccaggio e dall'incremento dei crediti e debiti commerciali per vendita gas ed energia elettrica, a seguito dell'ampliamento del perimetro societario e dell'incremento dei prezzi delle commodities.

L'incremento delle altre attività/(passività) correnti è principalmente riferito al minor credito IVA rispetto a fine esercizio precedente.

Il capitale investito netto ammonta a Euro 588,3 milioni di euro con un incremento del 7,5% rispetto al 2017.

Il patrimonio netto al 31 dicembre 2018 ammonta a Euro 325,2 milioni di euro (Euro 330,2 nel 2017). Le variazioni intervenute nell'esercizio sono riconducibili al risultato di periodo e alla distribuzione di dividendi. L'incidenza del patrimonio netto sul capitale raccolto è pari al 55,3% in diminuzione rispetto al 60,4% del 2017.

L'indebitamento finanziario netto è pari a 263,1 milioni di euro (216,9 nel 2017) con un'incidenza sul capitale raccolto che passa dal 39,6% al 44,7% principalmente per effetto dell'assorbimento di cassa dell'attività di investimento.

7.2 STRUTTURA FINANZIARIA 2018 COMPARATO CON 2017

Si riporta di seguito il dettaglio della composizione dell'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2018 e 2017 derivato dai bilanci consolidati per gli esercizi chiusi alle medesime date, in conformità alla raccomandazione "ESMA update of the CESR recommendations. The consistent implementation of Commission Regulation (EC) No 809/2004 implementing the Prospectus Directive" del 20 marzo 2013 (già Raccomandazione del CESR 05-054b del 10 febbraio 2005).

(valori in migliaia di euro)	Periodo chiuso a dic-18	Periodo chiuso a dic-17
1 Cassa	15	20
B. Altre disponibilità liquide	228.678	229.754
C. Titoli detenuti per la negoziazione		
D. Liquidità (A) + (B) + (C)	228.693	229.774
E. Crediti finanziari correnti	17.422	12.259
- strumenti finanziari derivati correnti	16.974	11.635
- Crediti verso banche per interessi attivi	448	625
F. Debiti bancari correnti	10.528	10.322
G. Parte corrente dell'indebitamento non corrente	104.780	67.263
H. Altri debiti finanziari correnti	20.814	13.131
- strumenti finanziari derivati correnti	20.814	13.131
I. Indebitamento finanziario corrente (F) + (G) + (H)	136.122	90.717
J. Indebitamento finanziario corrente netto (I) - (E) - (D)	(109.993)	(151.317)
K. Debiti bancari non correnti	210.724	137.782
L. Obbligazioni emesse	147.584	213.922
M. Altri debiti non correnti	14.769	16.535
- debiti v/altri finanziatori per leasing	5.094	5.425
- debiti v/soci per finanziamenti	9.675	11.110
N. Indebitamento finanziario non corrente (K) + (L) + (M)	373.077	368.240
O. Indebitamento finanziario netto (J) + (N)	263.084	216.923

Al 31 dicembre 2018 l'indebitamento finanziario netto è pari Euro 263,1 milioni in aumento rispetto a 216,9 milioni di euro dell'esercizio 2017. Le principali variazioni nella composizione dell'indebitamento finanziario netto sono relative all'aumento dell'indebitamento finanziario corrente che passa da 90,7 a 136,1 milioni di euro per la riclassifica a breve del prestito obbligazionario in scadenza nel 2019 di residui 35,7 milioni di euro.

L'indebitamento finanziario non corrente passa da 368,2 a 373,1 milioni di euro per l'effetto combinato derivante dall'aumento dei debiti bancari non correnti che passano da 137,8 a 210,7 milioni di euro per assunzione nuovi finanziamenti e per la riduzione delle obbligazioni a medio lungo termine sia per la riclassifica di cui sopra che per il riacquisto parziale di 32,2 milioni del prestito obbligazionario di originari 80 milioni.

7.3 PRINCIPALI INDICATORI FINANZIARI 2018 E 2017

Nel seguito sono esposti i principali indici finanziari e patrimoniali sulla base del bilancio consolidato al 31 Dicembre 2018 e 2017:

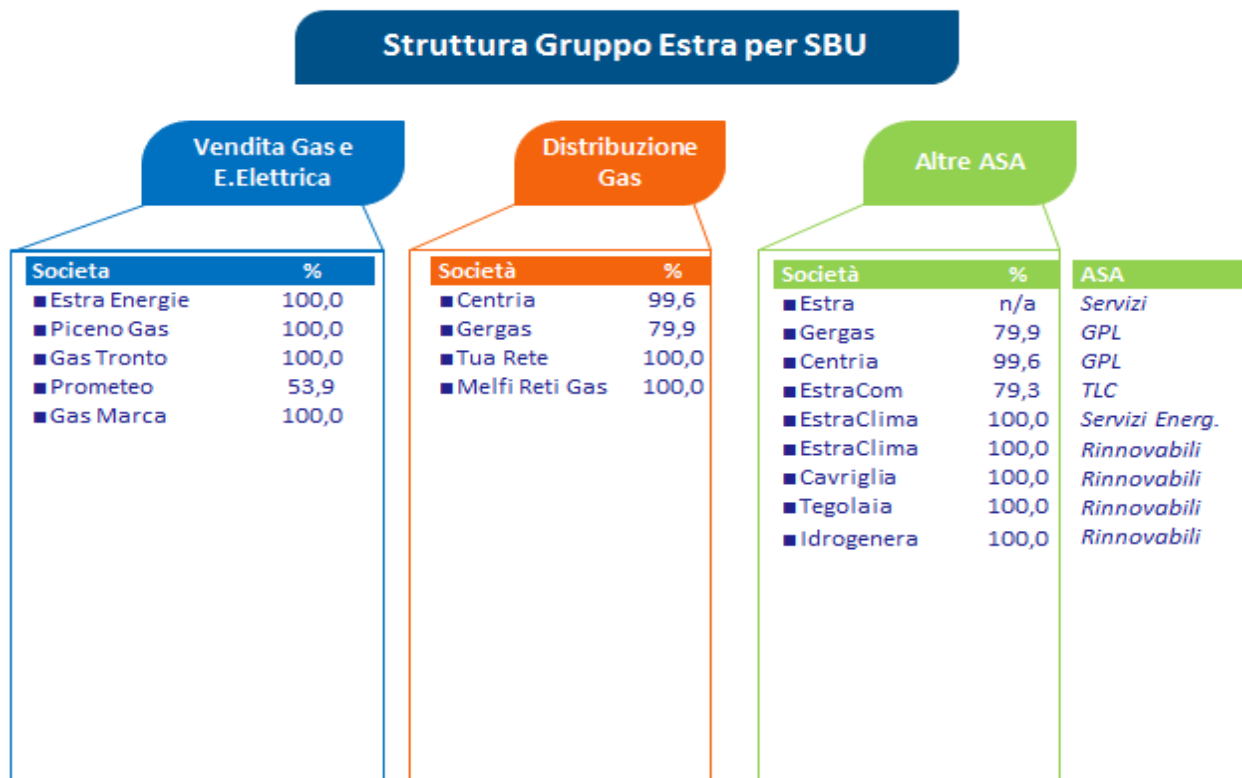
Indicatori patrimoniali e finanziari consolidati	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2018	2017
Rapporto di solidità (totale attività non correnti / totale attivo)	47,18%	46,30%
Rapporto di elasticità (totale attività correnti / totale attivo)	52,74%	53,49%
Rapporto di disponibilità (totale attività non correnti / totale attività correnti)	89,46%	86,56%
Rapporto Indebitamento Finanziario Netto /Equity - (Leverage)	0,8	0,7
Rapporto Indebitamento Finanziario Netto /EBITDA Adjusted	3,7	2,5
Rapporto Indebitamento finanziario a breve termine	0,5	0,4
Rapporto Indebitamento finanziario a lungo termine	1,4	1,7

Nel seguito sono esposti i principali indici economici sulla base del bilancio consolidato al 31 Dicembre 2018 e 2017:

Indicatori economici	Esercizio chiuso al	
	31-dic 2018	31-dic 2017
EBITDA margin	8,5%	12,1%
ROE	3,7%	5,7%
ROI	4,7%	8,3%

8. ANDAMENTO DELLA GESTIONE – ANALISI PER STRATEGIC BUSINESS UNIT (SBU)

Il grafico seguente rappresenta il Gruppo Estra, con dettaglio delle società che operano all'interno delle Strategic Business Unit (SBU), ovvero settori operativi, con indicata la relativa percentuale di possesso da parte della Capogruppo Estra S.p.A.:



Nei prospetti seguenti sono esposti i conti economici per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2018 e 2017 divisi tra le varie strategic business units.

I conti economici sono comprensivi delle transazioni economiche tra le aree di affari, valorizzate a prezzi di mercato.

Settori operativi 2018 (valori in migliaia di euro)	Distribuzione gas naturale	Vendita gas e luce	Corporate e Altre	Rettifiche e Elisioni	Totale
Totale Ricavi Adjusted	110.179	750.633	52.728	-73.841	839.699
Costi esterni Adjusted	-67.738	-698.450	-35.725	73.841	-728.073
Costi del personale Adjusted	-12.790	-10.870	-12.945	0	-36.604
Proventi/(oneri) da gestione rischio commodity	0	-4.419	0	0	-4.419
Quota del risultato di società collegate e joint venture di natura non finanziaria	0	0	558	0	558
EBITDA Adjusted	29.651	36.895	4.616	0	71.162
Ammortamenti Adjusted	-13.066	-12.492	-9.354	-	-34.912
Accantonamenti Adjusted	-62	-8.225	-65	-	-8.353
EBIT Adjusted	16.523	16.177	-4.803	0	27.898

Settori operativi 2017 (valori in migliaia di euro)	Distribuzione gas naturale	Vendita gas e luce	Corporate e Altre	Rettifiche e Elisioni	Totale
Totale Ricavi Adjusted	87.954	653.524	45.909	-71.528	715.858
Costi esterni Adjusted	-51.591	-585.535	-32.539	71.534	-598.132
Costi del personale Adjusted	-10.698	-10.241	-11.706	-5	-32.650
Proventi/(oneri) da gestione rischio commodity	0	1.359	0	0	1.359
Quota del risultato di società collegate e joint venture di natura non finanziaria	0	0	225	0	225
EBITDA Adjusted	25.664	59.107	1.889	0	86.660
Ammortamenti Adjusted	-9.696	-14.118	-7.648	0	-31.462
Accantonamenti Adjusted	-129	-9.463	-186	0	-9.778
EBIT Adjusted	15.839	35.526	-5.945	0	45.420

8.1 DISTRIBUZIONE GAS NATURALE

La seguente tabella presenta i principali dati economici relativi all'attività di distribuzione di gas naturale del Gruppo Estra per gli esercizi conclusi al 31 dicembre 2018 e 2017.

Distribuzione Gas Naturale Conto economico del settore operativo (valori in migliaia di Euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre					Variazione del periodo	
	2018	% su Totale Ricavi Adjusted	2017	% su Totale Ricavi Adjusted	% su Totale Ricavi Adjusted	2018 vs 2017	%
Totale Ricavi Adjusted	110.179	100%	87.954	100%	100%	22.225	25%
Costi esterni <i>adjusted</i>	-67.738	-61%	-51.591	-59%	-59%	-16.147	31%
Costi del personale	-12.790	-12%	-10.698	-12%	-12%	-2.092	20%
EBITDA Adjusted	29.651	27%	25.664	29%	29%	3.987	16%
Ammortamenti e svalutazioni	-13.066	-12%	-9.696	-11%	-11%	-3.370	35%
Accantonamenti	-62	0%	-129	0%	0%	67	-52%
EBIT Adjusted	16.523	15%	15.839	17%	17%	684	4%

La seguente tabella mostra i principali dati gestionali del Gruppo Estra relativi alla distribuzione di gas naturale per gli esercizi conclusi al 31 dicembre 2018 e 2017.

Indicatori gestionali	Esercizio chiuso al 31 dicembre		Variazione del periodo	
	2018	2017	2018 vs 2017	%
Gas immesso in rete (Mln'mc)	654	578	76	13,1%
PDR attivi ('000)	447	400	47	11,8%
Km di rete	6.378	5.418	961	17,7%

Andamento 2018 comparato al 2017

Al 31 dicembre 2018 la SBU Distribuzione gas naturale presenta ricavi da tariffa di vettoriamiento pari a 57,5 milioni di euro in crescita rispetto all'esercizio precedente (51,4 milioni di euro), prevalentemente, per effetto dell'inizio della gestione di circa 30 mila pdr nei Comuni di Rieti, Magione e Mosciano S. Angelo a far data dal 1 gennaio 2018 a seguito del conferimento in aumento di capitale di Estra da parte di Viva Servizi S.p.A. della società Tua Reti Srl e dell'acquisizione della società Melfi Reti Gas Srl che gestisce circa 16 mila pdr in Molise, consolidata a partire dal secondo trimestre 2018. In aumento i ricavi per incrementi immobilizzazioni per lavori interni che passano da 13,7 milioni a 19,7 milioni. In sensibile crescita i ricavi per negoziazione dei titoli efficienza energetica per aumento dei prezzi unitari, che passano da 17,7 milioni a 25,1 milioni di euro con corrispondente aumento dei costi di acquisto. L'Ebitda adjusted passa da euro 25,7 milioni a 29,7 milioni di euro con un'incidenza sull'ebitda adjusted consolidato pari al 42% (30% nel 2017). L'ebit adjusted è pari a 16,5 milioni di euro, in crescita del 2% rispetto all'esercizio precedente con un'incidenza sui ricavi adjusted del 15%.

In crescita i principali dati gestionali relativi al gas immesso in rete, PDR attivi e km di rete, grazie all'ampliamento del perimetro gestito e ai nuovi investimenti realizzati nel corso dell'esercizio 2018.

8.2 VENDITA GAS E LUCE

La seguente tabella presenta i principali dati economici relativi all'attività di vendita gas e luce del Gruppo Estra per gli esercizi conclusi al 31 dicembre 2018 e 2017.

Vendita gas e luce	Esercizio chiuso al 31 dicembre				Variazione del periodo	
	2018	% su Totale Ricavi Adjusted	2017	% su Totale Ricavi Adjusted	2018 vs 2017	%
Conto economico del settore operativo (valori in migliaia di Euro)						
Totale Ricavi Adjusted	750.633	100%	653.524	100%	97.109	15%
Costi esterni	-698.450	-93%	-585.535	-90%	-112.915	19%
Costi del personale	-10.870	-1%	-10.241	-2%	-628	6%
Proventi/(oneri) da gestione rischio commodity	-4.419	-0	1.359	0	-5.778	-4
Proventi/(oneri) da partecipaz. di natura non fin.	-	-	-	-	-	-
EBITDA Adjusted	36.895	5%	59.107	9%	-22.212	-38%
Ammortamenti e svalutazioni	-12.492	-2%	-14.118	-2%	1.626	-12%
Accantonamenti	-8.225	-1%	-9.463	-1%	1.237	-13%
EBIT Adjusted	16.177	2%	35.526	5%	-19.349	-54%

Le seguenti tabelle mostrano i principali dati gestionali del Gruppo Estra relativi alla vendita di gas naturale e energia elettrica per gli esercizi conclusi al 31 dicembre 2018 e 2017.

Numero PDR gas	Esercizio al 31 dicembre				Variazione del periodo	
	2018	% su TOT	2017	% su TOT	2018 vs 2017	%
Mercato finale Libero	328.074	51,0%	273.860	44,3%	54.214	19,8%
Mercato finale Tutelato	315.387	49,0%	344.322	55,7%	-28.935	-8,4%
TOTALE	643.461	100,0%	618.182	100,0%	25.279	4,1%

Volumi gas (Mln'mc)	Esercizio chiuso al 31 dicembre				Variazione del periodo	
	2018	% su TOT	2017	% su TOT	2018 vs 2017	%
Mercato finale Libero	1.201	81,0%	1.011	77,5%	189	18,7%
Mercato finale Tutelato	282	19,0%	293	22,5%	-11	-3,7%
TOTALE	1.483	100,0%	1.304	100,0%	178	13,7%

Numero POD ee	Esercizio al 31 dicembre				Variazione del periodo	
	2018	% su TOT	2017	% su TOT	2018 vs 2017	%
Mercato finale Libero	110.598	84,6%	86.762	80,9%	23.836	27,5%
Mercato finale Tutelato	20.146	15,4%	20.418	19,1%	-272	-1,3%
TOTALE	130.744	100,0%	107.180	100,0%	23.564	22,0%

Volumi ee (Gwh)	Esercizio chiuso al 31 dicembre				Variazione del periodo	
	2018	% su TOT	2017	% su TOT	2018 vs 2017	%
Mercato finale Libero	604	93,0%	604	92,1%	-1	-0,1%
Mercato finale Tutelato	45	7,0%	52	7,9%	-6	-12,6%
TOTALE	649	100,0%	656	100,0%	-7	-1,1%

Trading	Esercizio chiuso al 31 dicembre		Variazione del periodo	
	2018	2017	2018 vs 2017	%
Volumi scambiati	1.013	1.482	-469	-31,6%

Andamento 2018 comparato al 2017

I ricavi del comparto vendita gas e luce registrano un incremento di 97,1 milioni di euro dovuto, prevalentemente, al settore vendita gas a causa dell'incremento dei volumi venduti e dell'aumento dei prezzi delle commodities. I ricavi delle vendite gas ai clienti sono circa l'84% dei ricavi complessivi della Sbu.

I ricavi della vendita energia elettrica risultano stabili rispetto all'esercizio precedente.

L'Ebitda della SBU Vendita Gas e Luce risulta in sensibile flessione di 22,2 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale variazione è principalmente dovuta:

i) all'atipico andamento del mercato del gas naturale dell'esercizio 2018 che, dopo un primo trimestre di crescita di prezzi sostenuti dal calo delle temperature e dalle riduzioni di capacità di alcune infrastrutture del Nord Europa, ha visto una prosecuzione di tale trend rialzista anche nel secondo e terzo trimestre dell'anno guidato dall'andamento rialzista osservato sul mercato petrolifero.

In tale contesto il Gruppo ha scontato una contrazione dei propri margini, principalmente sulle vendite a prezzo fisso con consegna aprile - settembre 2018 in riferimento alle quali erano solo parzialmente in essere coperture dal rischio prezzo, normalmente realizzate dal Gruppo mediante approvvigionamenti a prezzo fisso per volumi correlati e/o strumenti finanziari. Tale fenomeno è stato, poi, accentuato dal

fisiologico ritardo nell'allineamento delle tariffe in vendita a prezzo variabile rispetto ai corrispondenti prezzi variabili in acquisto;

- ii) alla cessione, con conseguente perdita di marginalità, di circa 11.000 mila clienti gas e 25.500 contratti di energia elettrica perfezionata nel mese di dicembre 2017 a Canarbino S.p.A. nell'ambito di un'operazione di riorganizzazione del portafoglio industriale e contestuale acquisizione del controllo totalitario della società Estra Elettricità S.p.A..

La variazione è inoltre influenzata:

- dall'impatto positivo avuto nei dati comparativi 2017 dal riversamento di poste debitorie di esercizi precedenti;
- dalla variazione negativa nell'esercizio 2018 del fair value dei commodity swap relativi all'attività di commercializzazione gas che, seppur stipulati con finalità di copertura, non soddisfano le condizioni, anche formali, richieste dallo IAS 39 per la contabilizzazione a patrimonio netto come strumenti di "cash flow hedge" (Euro 3.435 migliaia).

L'Ebitda della Sbu Vendita Gas e Luce rappresenta il 52% dell'Ebitda consolidato (68% nel 2017).

Gli ammortamenti e le svalutazioni, che ammontano a 12,5 milioni di euro, in diminuzione rispetto ai valori dell'esercizio precedente (14,1 milioni di euro al 31 dicembre 2017), si riducono, anche gli accantonamenti che passano da 9,5 a 8,2 milioni di euro. L'ebit adjusted è pari a 16,2 milioni di euro (34,8 nel 2017) con un'incidenza che scende dal 5% al 2%.

In diminuzione le attività di trading con ricavi pari a 228,6 milioni di euro rispetto ai 288 milioni del 2017 con contestuale riduzione dei volumi scambiati che passano da 1.482 milioni del 2017 a 1.013 milioni del 2018.

Lo sviluppo dell'attività commerciale e le acquisizioni societarie di Metania e Gas Marca hanno consentito la crescita dei clienti sia del comparto gas che energia elettrica con aumento dei volumi venduti.

8.3 CORPORATE E ALTRE ATTIVITÀ

Nel settore "Corporate e Altre Attività" sono compresi i servizi del settore telecomunicazioni, energetici (calore e cogenerazione), rinnovabili, nonché le attività svolte dalla *holding* in termini coordinamento e gestione accentrata di funzioni aziendali corporate verso le altre società del Gruppo.

La seguente tabella presenta i principali dati economici relativi alle altre SBU del Gruppo Estra per gli esercizi conclusi al 31 dicembre 2018 e 2017.

Corporate e Altre	Esercizio chiuso al 31 dicembre				Variazione del periodo	
	2018	% su Totale Ricavi Adjusted	2017	% su Totale Ricavi Adjusted	2018 vs 2017	%
Conto economico del settore operativo						
(valori in migliaia di Euro)						
Totale Ricavi	52.728	100%	45.909	100%	6.820	15%
Costi esterni	-35.725	-68%	-32.539	-71%	-3.186	10%
Costi del personale	-12.945	-25%	-11.706	-25%	-1.240	11%
Proventi/(oneri) da gestione rischio commodity	0	0%	0	0%	0	-
Quota del risultato di società collegate e joint venture di natura non finanziaria	558	1%	225	0%	334	149%
Margine operativo lordo (EBITDA)	4.616	9%	1.889	4%	2.728	144%
Ammortamenti e Svalutazioni adjusted	-9.354	-18%	-7.648	-17%	-1.706	22%
Accantonamenti adjusted	-65	0%	-185,68	0%	121	-65%
EBIT Adjusted	-4.803	-9%	-5.945	-13%	1.143	-19%

Andamento 2018 comparato al 2017

L'incremento dei ricavi delle attività della Sbu Altro è dovuto al settore Rinnovabili per la gestione per l'intero esercizio degli impianti delle società Cavriglia e Tegolaia consolidate a partire dal 4° trimestre 2017. Al 31 dicembre 2018 l'ebitda adjusted della SBU Altre è pari a 4,6 milioni di euro rispetto a 1,9 dell'esercizio precedente. L'incremento è da imputare alle attività sulle Rinnovabili, alla crescita della marginalità delle

Telecomunicazioni mentre risultano stabili i settori operativi dei Servizi Energetici e Gpl. In aumento i costi della Corporate per campagne straordinarie di marketing messe in atto nel corso del 2018 durante le attività per la quotazione sul mercato azionario in seguito rinviata per le condizioni sfavorevoli dei mercati. L'ebit adjusted è negativo per 4,8 milioni di euro rispetto al risultato negativo di 5,9 del 2017.

9. RICONCILIAZIONE TRA IL RISULTATO DEL PERIODO ED IL PATRIMONIO NETTI DI GRUPPO CON GLI ANALOGHI VALORI DELLA CAPOGRUPPO

Si riporta di seguito il prospetto di raccordo fra il risultato del periodo ed il patrimonio netto di gruppo con gli analoghi valori della capogruppo ai sensi della Comunicazione n. DEM/6064293 del 28-7-2006.

(migliaia di Euro)	Esercizio 2018	
	Risultato dell'esercizio di Gruppo	Patrimonio netto Totale
Patrimonio netto e risultato d'esercizio come riportati nel bilancio d'esercizio della società controllante	18.055	418.751
Risultati ed eliminazione del valore di carico delle partecipate consolidate integralmente	19.701	13.752
Storno svalutazioni partecipazioni	(6)	382
Eliminazione effetti su plusvalenze infragruppo	3.858	(126.340)
Scritture di Consolidamento Metodo del Patrimonio Netto	1.378	1.150
Altre	0	(145)
Ammortamento delle differenze di consolidamento	(3.606)	(13.058)
Eliminazione effetti da fusioni infragruppo	1.964	2.867
Eliminazione dei dividendi infragruppo	(34.013)	(610)
Risultato d'esercizio e Patrimonio netto del Gruppo come riportati nel bilancio consolidato	7.331	296.748
Quote di terzi di risultato e patrimonio netto	380	28.505
Risultato d'esercizio e Patrimonio netto come riportati nel bilancio consolidato	7.711	325.253

10. FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DELL'ESERCIZIO

Successivamente alla chiusura dell'esercizio si evidenzia:

- L'acquisizione, in data 01 aprile 2019, del 100% delle quote sociale di **Murgia S.r.l.**, società neocostituita da 2i Rete Gas cui è stato conferito il ramo d'azienda dell'ATEM Bari 2 relativo alle concessioni per il servizio di distribuzione nei Comuni di Conversano, Putignano, Rutigliano, Triggiano e Valenzano ed il ramo d'azienda dell'ATEM Foggia 1 relativo alle concessioni per il servizio di distribuzione nei Comuni di Chieuti, Lesina, San Severo, Serracapriola e Torremaggiore.

L'acquisizione è avvenuta a seguito dell'aggiudicazione da parte del Gruppo, per il tramite di Centria S.r.l. della procedura dismissiva indetta da 2i Rete Gas in data 29 marzo 2018.

L'acquisizione è avvenuta ad un corrispettivo complessivo di Euro 42 milioni (soggetto a conguaglio).

Attraverso l'operazione, il Gruppo Estra gestirà circa 544 km di rete distributiva (302 km relativi a Bari 2 e 242 km a Foggia 1), per un numero complessivo di Punti di Riconsegna (PdR) di circa 66 mila.

- L'acquisizione dell'88% di **Ecolat S.r.l.**, partecipata da Estra al 12% al 31 dicembre 2018. La società, oltre che titolare di una partecipazione in SEI Toscana S.r.l., è proprietaria di un impianto di selezione e valorizzazione dei rifiuti provenienti dalla raccolta differenziata nelle province di Grosseto, Arezzo,

Prato e Firenze e gestore nella stessa area del Centro di raccolta del Comune di Grosseto e di una piattaforma di stoccaggio di rifiuti recuperabili urbani. L'acquisizione è avvenuta nel mese di febbraio 2019 tramite cessione da parte di ETH S.r.l. al prezzo di 6.380 migliaia.

11. EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

Il Gruppo è focalizzato nel mantenimento del forte posizionamento territoriale acquisito, nel miglioramento delle proprie performance operative e nella prosecuzione del proprio percorso di crescita anche per linee esterne principalmente in riferimento al settore delle attività regolate.

In particolare, assumono particolare rilevanza ad inizio 2019 le operazioni di acquisizione dell'attività di distribuzione di gas naturale di 2i Rete Gas in Puglia negli ATEM di Foggia 1-Nord e di Bari 2-Sud e del 100% di Ecolat, proprietaria di un impianto di selezione e valorizzazione dei rifiuti provenienti dalla raccolta differenziata nelle province di Grosseto, Arezzo, Prato e Firenze e titolare di una partecipazione minoritaria in SEI Toscana S.r.l.. Con quest'ultima operazione, il Gruppo ha fatto il suo ingresso nel settore dell'ambiente concretizzando una delle prospettive strategiche che si era posta già nel precedente piano industriale.

Oltre che dall'implementazione delle proprie strategie, i risultati del Gruppo potranno essere naturalmente condizionati da altri cambiamenti nelle condizioni di business quali, in particolare, eventuali nuovi provvedimenti tariffari da parte dell'Autorità di Regolazione, variazioni del contesto di mercato, l'evoluzione dei consumi, l'andamento dell'offerta, dei prezzi e delle politiche di approvvigionamento di commodities.

12. NORMATIVA DI SETTORE

Si evidenziano di seguito i tratti salienti delle principali tematiche oggetto dell'evoluzione normativa relativa all'anno 2018 per le diverse aree di business del Gruppo Estra.

Vendita gas naturale

DELIBERA 28 DICEMBRE 2017 - 925/2017/R/gas; DELIBERA 29 MARZO 2018 - 189/2018/R/gas; DELIBERA 28 GIUGNO 2018 - 365/2018/R/gas; DELIBERA 27 SETTEMBRE 2018 - 477/2018/R/gas. Aggiornamento trimestrale delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il servizio di tutela. I presenti provvedimenti aggiornano, per ciascun trimestre dell'anno 2018, le condizioni economiche del servizio di fornitura del gas naturale per il cliente tutelato.

DELIBERA 27 SETTEMBRE 2018 - 488/2018/R/gas. Disposizioni in merito alla gestione centralizzata dei dati di misura nell'ambito del Sistema Informativo Integrato, con riferimento al settore gas. Il presente provvedimento contiene le disposizioni funzionali alla gestione centralizzata dei dati di misura nell'ambito del Sistema Informativo Integrato con riferimento al settore gas.

CONSULTAZIONE 16 OTTOBRE 2018 - 516/2018/R/gas. Ottemperanza alla sentenza del Consiglio di Stato 4825/2016, di annullamento della deliberazione ARG/gas 89/10 - Orientamenti relativi alle modalità di regolazione delle partite economiche tra venditori e clienti finali

Il presente documento per la consultazione illustra gli orientamenti dell'Autorità in merito alle modalità di regolazione dei pagamenti conseguenti la rideterminazione del coefficiente k, avvenuta con deliberazione 737/2017/R/gas, funzionale alla determinazione del prezzo della materia prima gas del servizio di tutela nel biennio 1 ottobre 2010 - 30 settembre 2012 per l'ottemperanza alla sentenza del Consiglio di Stato 4825/2016.

DELIBERA 05 DICEMBRE 2018 - 631/2018/R/gas. Adozione del Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale (TIMMIG). Con il presente provvedimento si approva il Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale (TIMMIG).

DELIBERA 27 DICEMBRE 2018 - 707/2018/R/gas. Aggiornamento della componente QVD delle condizioni economiche del servizio di tutela del gas naturale e della componente UG2, per l'anno 2019. Il presente provvedimento definisce i valori della componente QVD a copertura dei costi dell'attività di commercializzazione del servizio di vendita del gas naturale ai clienti che usufruiscono del servizio di tutela in vigore a partire dal 1 gennaio 2019. Vengono aggiornati altresì i valori della componente UG2.

Vendita energia elettrica

DELIBERA 28 DICEMBRE 2017 - 924/2017/R/eel; DELIBERA 29 MARZO 2018 - 188/2018/R/eel; DELIBERA 28 GIUGNO 2018 - 364/2018/R/eel; DELIBERA; 27 SETTEMBRE 2018 - 478/2018/R/eel.

Aggiornamento trimestrale delle condizioni economiche di vendita dell'energia elettrica in maggior tutela. I presenti provvedimenti aggiornano, per ciascun trimestre dell'anno 2018, le condizioni economiche del servizio di vendita dell'energia elettrica in maggior tutela.

DELIBERA 28 DICEMBRE 2017 - 921/2017/R/eel. Disposizioni attuative per il riconoscimento delle agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica di cui al decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 21 dicembre 2017. Aggiornamento del TISDC e del TISSPC in relazione alla nuova disciplina delle imprese a forte consumo di energia elettrica. La deliberazione assume le disposizioni necessarie ad attuare il nuovo meccanismo di agevolazioni alle imprese a forte consumo di energia elettrica, disciplinato dal decreto del Ministro dello sviluppo economico 21 dicembre 2017, in coerenza con la struttura tariffaria dei nuovi raggruppamenti degli oneri generali di sistema elettrico definita dalla deliberazione 481/2017/R/eel e con urgenza in relazione alla prima attuazione che decorre dal 1 gennaio 2018. Vengono inoltre aggiornati il Testo integrato dei sistemi semplici di produzione e consumo (TISSPC) e il Testo integrato dei sistemi di distribuzione chiusi (TISDC) per tenere conto della nuova disciplina delle imprese a forte consumo di energia elettrica.

DELIBERA 22 FEBBRAIO 2018 - 96/2018/R/eel. Aggiornamento di provvedimenti dell'Autorità a seguito della definizione della nuova struttura delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema. Il presente provvedimento aggiorna alcuni provvedimenti dell'Autorità a seguito della definizione della nuova struttura delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema.

DELIBERA 11 APRILE 2018 - 264/2018/R/com. Interventi urgenti sulle misure transitorie in materia di fatturazione e misura nel mercato al dettaglio dell'energia elettrica, adottate con deliberazione dell'Autorità 97/2018/R/com. Il presente provvedimento definisce interventi urgenti sulle misure transitorie seguenti alla deliberazione 97/2018/R/com in materia di gestione della fatturazione e dei pagamenti del servizio di trasporto nei casi di eccezione della prescrizione sollevata dal cliente finale per cause imputabili all'impresa distributrice.

DELIBERA 13 SETTEMBRE 2018 - 449/2018/R/eel. Completamento della disciplina di Tutela SIMILE: offerta PLACET da applicare in occasione dei rinnovi successivi al primo ai clienti in Tutela SIMILE. Il presente provvedimento reca il completamento della disciplina della Tutela SIMILE individuando l'offerta da applicare, trascorsi 24 mesi dalla data di attivazione della fornitura di Tutela SIMILE, in assenza di diversa scelta da parte dei clienti finali.

DELIBERA 05 DICEMBRE 2018 - 626/2018/R/eel. Ulteriore differimento del completamento della riforma delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema per i clienti domestici di energia elettrica, di cui alla deliberazione dell'Autorità 582/2015/R/eel. Il presente provvedimento prevede il differimento di un anno dell'eliminazione della progressività residua dalle aliquote a copertura degli oneri generali applicate alle utenze domestiche. Il provvedimento dispone altresì di eliminare la progressività dalla componente DISPbt applicata ai clienti domestici serviti in maggiore tutela.

DELIBERA 27 DICEMBRE 2018 - 706/2018/R/eel. Aggiornamento delle componenti RCV e DISPBT e del corrispettivo PCV relativi alla commercializzazione dell'energia elettrica e modifiche al TIV. Il presente provvedimento definisce i valori delle componenti RCV e DISPBT e del corrispettivo PCV relativi all'attività di commercializzazione del servizio di vendita di energia elettrica in vigore a partire dal 1 gennaio 2019.

Vendita gas naturale ed energia elettrica

Di seguito si illustrano i principali interventi normativi che hanno interessato contemporaneamente i settori della vendita gas naturale e vendita energia elettrica.

DELIBERA 01 FEBBRAIO 2018 - 39/2018/R/com. Modifiche e semplificazioni alla Parte III del Testo integrato della regolazione della qualità commerciale dei servizi di vendita di energia elettrica e gas naturale. Il provvedimento modifica il Testo Integrato della regolazione della qualità commerciale dei servizi di vendita di energia elettrica e gas naturale (TIQV) con riferimento alla periodicità della indagine di customer satisfaction per la qualità dei call center e corregge un errore materiale.

DELIBERA 01 FEBBRAIO 2018 - 51/2018/R/com. Istituzione del Portale per la pubblicazione delle offerte rivolte ai clienti finali domestici e alle piccole imprese nei mercati al dettaglio dell'energia elettrica e del gas naturale, di cui alla legge 124/2017. Il presente provvedimento definisce la disciplina per la realizzazione e la gestione del Portale per la pubblicazione delle offerte rivolte ai clienti finali domestici e alle piccole e medie imprese nei mercati al dettaglio dell'energia elettrica e del gas

naturale, previsto all'articolo 1, comma 61 della legge 124/17.

DELIBERA 08 FEBBRAIO 2018 - 77/2018/R/com. Riforma del processo di switching nel mercato retail del gas naturale. Il presente provvedimento stabilisce con riferimento al settore gas, la regolazione dello switching attraverso l'utilizzo del Sistema Informativo Integrato, unitamente alla gestione della risoluzione contrattuale e all'attivazione dei servizi di ultima istanza.

DELIBERA 08 FEBBRAIO 2018 - 81/2018/R/com. Ulteriori misure straordinarie ed urgenti in materia di agevolazioni tariffarie e rateizzazione dei pagamenti per le popolazioni colpite dagli eventi sismici verificatisi nei giorni del 24 agosto 2016 e successivi. Il presente provvedimento da attuazione alle disposizioni di cui all'articolo 2 bis del decreto legge 148/17, aggiornando la disciplina vigente in materia di sospensione dei termini di pagamento per le utenze inagibili e di rateizzazione dei pagamenti. In particolare, a tal fine proroga i termini di sospensione dei pagamenti per le medesime utenze fino al 31 maggio 2018 ed estende il periodo minimo di rateizzazione delle fatture da ventiquattro a trentasei mesi.

DELIBERA 15 FEBBRAIO 2018 - 89/2018/R/com. Approvazione dei moduli delle condizioni generali di fornitura delle offerte a prezzo libero a condizioni equiparate di tutela (offerte P.L.A.C.E.T.). Modifiche della deliberazione dell'Autorità 555/2017/R/com. Il presente provvedimento approva i moduli delle condizioni generali di fornitura delle offerte a prezzo libero a condizioni equiparate di tutela (offerte P.L.A.C.E.T.) e le modifiche della deliberazione 555/2017/R/com.

DELIBERA 22 FEBBRAIO 2018 - 97/2018/R/com. Attuazione urgente delle disposizioni della legge 205/2017 in materia di fatturazione e misura nel mercato al dettaglio dell'energia elettrica e avvio di procedimento per la completa attuazione delle suddette disposizioni nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale. Il presente provvedimento definisce le misure di prima attuazione della legge 205/17 (legge di bilancio) in materia di fatturazione e misura per il settore dell'energia elettrica e avvia un procedimento per la completa attuazione delle disposizioni della suddetta legge nei settori energetici.

DELIBERA 17 MAGGIO 2018 - 288/2018/R/com. Obblighi in capo ai venditori ai fini del monitoraggio delle offerte a prezzo libero a condizioni equiparate di tutela (offerte P.L.A.C.E.T.) Il presente provvedimento stabilisce gli obblighi in capo ai venditori di trasmissione dei dati strumentali al monitoraggio delle offerte PLACET ai sensi della deliberazione 555/2017/R/com.

DELIBERA 01 GIUGNO 2018 - 312/2018/R/com. Ulteriori misure straordinarie ed urgenti in materia di servizi elettrico, gas e idrico integrato per le popolazioni colpite dagli eventi sismici del 24 agosto 2016 e successivi. Il presente provvedimento da attuazione alle disposizioni di cui all'articolo 1, comma 6, del decreto legge 55/18, aggiornando la disciplina vigente in materia di sospensione dei termini di pagamento per le utenze inagibili. In particolare, a tal fine proroga i termini di sospensione dei pagamenti per le medesime utenze fino al 1 gennaio 2019.

DELIBERA 26 LUGLIO 2018 - 406/2018/R/com. Entrata in vigore della disciplina del sistema indennitario nell'ambito del Sistema Informativo Integrato, per i settori dell'energia elettrica e del gas naturale. Il presente provvedimento individua le date di entrata in vigore della disciplina del sistema indennitario distintamente per i settori dell'energia elettrica e del gas naturale e a partire dalle quali le transazioni e relativi processi sono esclusivamente gestiti nell'ambito del SII.

LEGGE 21 SETTEMBRE N. 108 - converte il decreto legge del 25 luglio 2018, n. 91, recante la proroga di termini previsti da diverse disposizioni legislative. Il provvedimento contiene, tra le altre disposizioni, la proroga all'1 luglio 2020 della data stabilita dalla Legge 4 agosto 2017 n. 124, per il superamento della disciplina di tutela di prezzo per i clienti domestici e piccole imprese di energia elettrica e per i clienti domestici di gas.

CONSULTAZIONE 09 OTTOBRE 2018 - 493/2018/R/com. Rapporto annuale sul trattamento dei reclami e la risoluzione delle controversie: indicatori e pubblicazione comparativa. Con il presente documento di consultazione si presentano gli orientamenti dell'Autorità in tema di indicatori e pubblicazione comparativa dei dati riferiti ai reclami scritti e alle richieste scritte di informazione ricevute dai venditori nel Rapporto annuale sul trattamento dei reclami e la risoluzione delle controversie previsto dall'articolo 39 del TIQV.

DELIBERA 13 NOVEMBRE 2018 - 569/2018/R/com. Disposizioni per il rafforzamento delle tutele a vantaggio dei clienti finali nei casi di fatturazione di importi riferiti a consumi risalenti a più di due anni. La presente deliberazione approva interventi per il rafforzamento delle tutele in caso di fatturazione

contenente importi relativi a consumi risalenti a più di due anni con riferimento alle misure introdotte dalla Legge di bilancio 2018. In particolare, identifica il perimetro soggettivo nei cui confronti si applicano gli interventi di rafforzamento delle tutele, definisce gli obblighi informativi da parte dei venditori e le forme di presentazione e gestione di eventuali reclami dei clienti finali.

DELIBERA 27 DICEMBRE 2018 - 711/2018/R/com. Aggiornamento, dal 1 gennaio 2019, delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico e del settore gas. Il presente provvedimento prevede l'aggiornamento, a decorrere dal 1 gennaio 2019, delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema e di ulteriori componenti tariffarie relativamente ai settori dell'energia elettrica e del gas. Sono inoltre aggiornati i valori degli ammontari di compensazione del bonus elettrico e gas.

DELIBERA 27 DICEMBRE 2018 - 712/2018/R/com. Interventi a seguito delle disposizioni della legge 205/2017 in materia di fatturazione elettronica in ordine alla Bolletta 2.0 al Codice di rete tipo per il servizio di trasporto dell'energia elettrica e al Codice di rete tipo per la distribuzione del gas naturale. Il presente provvedimento detta prime disposizioni in tema di bolletta sintetica per i clienti finali e di documenti contabilizzanti il servizio di distribuzione del gas naturale e di trasporto dell'energia elettrica, funzionali a un coordinamento sostanziale dell'attuale regolazione dell'Autorità con le innovazioni legislative in tema di fatturazione elettronica di cui alla legge di bilancio 2018, volto a garantire il conseguimento delle finalità sottese della regolazione settoriale, nel rispetto dei nuovi obblighi legislativi.

Distribuzione gas naturale

DELIBERA 15 MARZO 2018 - 148/2018/R/gas. Rideterminazione di tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura del gas, per gli anni 2009-2016. Con il presente provvedimento si procede alla rideterminazione delle tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura del gas per gli anni 2009-2016, sulla base di richieste di rettifica di dati pervenute entro la data del 15 febbraio 2018.

DELIBERA 15 MARZO 2018 - 149/2018/R/gas. Determinazione delle tariffe di riferimento definitive per i servizi di distribuzione e misura del gas, per l'anno 2017. Con il presente provvedimento si procede all'approvazione delle tariffe di riferimento definitive per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2017, sulla base di quanto disposto dall'articolo 3, comma 2, della RTDG, considerando le richieste di rettifica di dati presentate entro la data del 15 febbraio 2018 e le istanze di rideterminazione tariffaria presentate da quattro imprese distributrici.

DELIBERA 29 MARZO 2018 - 177/2018/R/gas. Determinazione delle tariffe di riferimento provvisorie per i servizi di distribuzione e misura del gas, per l'anno 2018. Con il presente provvedimento si procede all'approvazione delle tariffe di riferimento provvisorie per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2018, sulla base di quanto disposto dall'articolo 3, comma 2, della RTDG, considerando le richieste di rettifica di dati presentate entro la data del 15 febbraio 2018.

DELIBERA 29 MARZO 2018 - 190/2018/R/gas. Integrazione della 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. Il presente provvedimento integra 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 definita con deliberazione 513/2017/R/gas.

DELIBERA 26 LUGLIO 2018 - 397/2018/R/com. Compensazione dei ricavi per le imprese distributrici di gas e di energia elettrica, conseguenti alla riduzione del numero di punti serviti a seguito degli eventi sismici verificatisi nei giorni del 24 agosto 2016 e successivi. La delibera provvede alla definizione di meccanismi di compensazione dei ricavi per le imprese distributrici di gas e di energia elettrica, conseguenti alla riduzione del numero di punti serviti a seguito degli eventi sismici verificatisi nei giorni del 24 agosto 2016 e successivi.

DELIBERA 09 OTTOBRE 2018 - 498/2018/R/com. Avvio di procedimento per l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas, per il periodo 2019-2021. Con la presente deliberazione è avviato un procedimento per l'attuazione delle disposizioni relative all'aggiornamento dei parametri base del WACC previste dall'articolo 5 del TIWACC.

DELIBERA 23 OTTOBRE 2018 - 529/2018/R/gas. Avvio di procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità, relativi al servizio di distribuzione e misura del gas,

per il quinto periodo di regolazione. Con il presente provvedimento si procede all'avvio di un procedimento ai fini della formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità per l'erogazione dei servizi di distribuzione e misura del gas nel quinto periodo di regolazione, che si avvia successivamente al 31 dicembre 2019.

DELIBERA 06 DICEMBRE 2018 - 639/2018/R/com. Aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas, per gli anni 2019-2021. Con il presente provvedimento viene effettuato l'aggiornamento infra-periodo dei parametri base del WACC comuni a tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas, ai sensi di quanto previsto dall'articolo 5 del TIWACC, e del livello di gearing, secondo le previsioni dell'articolo 6 del TIWACC. Con il medesimo provvedimento vengono approvati i valori del WACC per i servizi infrastrutturali regolati del settore elettrico, per il triennio 2019-2021, e per i servizi infrastrutturali regolati del settore gas, per l'anno 2019.

DELIBERA 18 DICEMBRE 2018 - 667/2018/R/gas. Aggiornamento delle tariffe per i servizi di distribuzione e misura del gas, per l'anno 2019. Con il presente provvedimento vengono approvate le tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione, misura e commercializzazione del gas naturale, di cui all'articolo 40 della RTDG, le opzioni tariffarie gas diversi, di cui all'articolo 65 della RTDG, e gli importi di perequazione bimestrale d'acconto relativi al servizio di distribuzione del gas naturale, di cui all'articolo 45 della RTDG, per l'anno 2019. Con il medesimo provvedimento viene approvato l'ammontare massimo del riconoscimento di maggiori oneri derivanti dalla presenza di canoni di concessione, di cui all'articolo 59 della RTDG, per le imprese distributrici che hanno presentato istanza e fornito idonea documentazione.

DELIBERA 18 DICEMBRE 2018 - 669/2018/R/gas. Aggiornamento degli obblighi di messa in servizio degli smart meter gas (G4-G6). Il presente provvedimento completa gli obblighi di messa in servizio degli smart meter gas di classe G4-G6 per le imprese distributrici con più di 50.000 clienti finali, per le quali tali obblighi sono stati già parzialmente definiti.

Viene rinviato a successivo provvedimento, da adottarsi a seguito della definizione del quadro strategico dell'Autorità 2019-21, la definizione di detti obblighi per le imprese distributrici con meno di 50.000 clienti finali.

Approvvigionamento, trasporto e stoccaggio gas naturale

Settlement gas

DELIBERA 08 FEBBRAIO 2018 - 72/2018/R/gas. Riforma della disciplina in materia di settlement gas. Il presente provvedimento approva disposizioni inerenti alla nuova disciplina del settlement gas contenute nel "Testo integrato delle disposizioni per la regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento del gas naturale (TISG)" che entra in vigore dal 1 gennaio 2020.

DELIBERA 05 APRILE 2018 - 223/2018/R/gas. Disposizioni in merito alla determinazione dei corrispettivi di scostamento per il periodo 2013-2019. Il presente provvedimento approva disposizioni in tema di conguaglio dei corrispettivi di scostamento nell'ambito delle sessioni di aggiustamento, per il periodo pregresso ossia dall'anno 2013 e fino all'entrata in vigore della nuova disciplina del settlement gas, fissata all'1 gennaio 2020.

CONSULTAZIONE 02 AGOSTO 2018 - 429/2018/R/gas. Definizione dei parametri di incentivazione di cui all'articolo 9 del TIB (Testo Integrato del Bilanciamento) a partire dall'1 ottobre 2018. Nel presente documento sono prospettate alcune modifiche ai parametri del sistema di incentivi a SNAM Rete Gas per una gestione efficiente del bilanciamento, validi a partire dall'1 ottobre 2018.

CONSULTAZIONE 20 SETTEMBRE 2018 - 462/2018/R/gas. Orientamenti in tema di approvvigionamento e gestione del delta in-out delle reti di distribuzione e delle partite fisiche per il funzionamento della rete di trasporto. Il presente documento per la consultazione fa seguito alla deliberazione 72/2018/R/gas con cui l'Autorità ha approvato la nuova disciplina in materia di settlement gas, rinviando a successivo provvedimento la regolazione dell'attività di approvvigionamento da parte del Responsabile del bilanciamento dei volumi a copertura della differenza tra i quantitativi immessi all'impianto di distribuzione e quelli prelevati dai clienti finali serviti dal medesimo. Il documento illustra, altresì, gli orientamenti dell'Autorità in relazione alle connesse evoluzioni della disciplina del bilanciamento e dell'incentivazione del Responsabile del bilanciamento, nonché del bilancio provvisorio.

DELIBERA 27 SETTEMBRE 2018 480/2018/R/gas Definizione dei parametri dell'incentivazione di cui all'articolo 9 del TIB (Testo integrato del bilanciamento), validi dal 1 ottobre 2018. La deliberazione definisce i parametri numerici degli incentivi di cui all'Articolo 9 del TIB (Testo Integrato del Bilanciamento) per il periodo 1 ottobre 2018 – 31 dicembre 2019 (terzo periodo di incentivazione).

DELIBERA 18 DICEMBRE 2018 - 676/2018/R/gas. Disposizioni in merito alle modalità e tempistiche

di erogazione dei conguagli relativi ai corrispettivi di scostamento determinati in esito alle sessioni di settlement. Il presente provvedimento approva ulteriori disposizioni in tema di conguaglio dei corrispettivi di scostamento a seguito della determinazione delle sessioni di aggiustamento definendo modalità e tempistiche di erogazione.

Trasporto gas naturale

CONSULTAZIONE 29 MARZO 2018 - 182/2018/R/gas. Metodologia dei prezzi di riferimento e criteri di allocazione dei costi relativi al servizio di trasporto del gas naturale per il quinto periodo di regolazione - Orientamenti iniziali. Il presente documento si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente 23 febbraio 2017, 82/2017/R/gas per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità per il servizio di trasporto del gas naturale per il quinto periodo di regolazione (5PRT), espone gli orientamenti iniziali dell'Autorità in materia di metodologia dei prezzi di riferimento e criteri di allocazione del costo riconosciuto.

DELIBERA 01 GIUGNO 2018 - 306/2018/R/gas. Approvazione dei corrispettivi di trasporto e dispacciamento del gas naturale, per l'anno 2019. La presente deliberazione approva le proposte tariffarie per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale relativamente all'anno 2019.

CONSULTAZIONE 21 GIUGNO 2018 - 347/2018/R/gas. Criteri di determinazione dei ricavi riconosciuti relativi al servizio di trasporto del gas naturale per il quinto periodo di regolazione - Orientamenti iniziali. Il presente documento si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente 23 febbraio 2017, 82/2017/R/gas per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità per il servizio di trasporto del gas naturale per il quinto periodo di regolazione (5PRT), ed espone gli orientamenti iniziali dell'Autorità in materia di criteri per la determinazione dei ricavi riconosciuti per il servizio di trasporto del gas naturale.

DELIBERA 19 LUGLIO 2018 - 390/2018/R/gas. Determinazione in via definitiva dei ricavi riconosciuti per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale, per l'anno 2018. La presente deliberazione determina in via definitiva i ricavi riconosciuti per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale per l'anno 2018, al fine di tener conto dei valori di consuntivo relativi all'anno 2017.

CONSULTAZIONE 16 OTTOBRE 2018 - 512/2018/R/gas. Criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il quinto periodo di regolazione (5PRT). Il presente documento si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente 23 febbraio 2017, 82/2017/R/gas per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità per il servizio di trasporto del gas naturale per il quinto periodo di regolazione (5PRT), ed espone gli orientamenti finali dell'Autorità in materia di criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il 5PRT.

Stoccaggio Gas naturale

DELIBERA 08 FEBBRAIO 2018 - 68/2018/R/gas. Avvio di procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità del servizio di stoccaggio di gas naturale per il quinto periodo di regolazione (5PRS) ed estensione dei criteri vigenti all'anno 2019. La presente deliberazione avvia un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità del servizio di stoccaggio del gas naturale per il quinto periodo di regolazione e, al contempo, estende all'anno 2019 i criteri di regolazione in vigore per il periodo di regolazione 2015-2018

DELIBERA 01 MARZO 2018 - 121/2018/R/gas. Disposizioni per i servizi di stoccaggio, per l'anno termico 2018 - 2019. Il presente provvedimento disciplina le modalità di organizzazione delle procedure d'asta per il conferimento di capacità di stoccaggio per l'anno 2018/2019.

DELIBERA 21 GIUGNO 2018 - 350/2018/R/gas. Disposizioni in materia di regolazione delle partite economiche relative al servizio di stoccaggio, per l'anno termico 2018-2019. Il presente provvedimento disciplina i criteri la definizione delle disposizioni in materia di regolazione delle partite economiche relative al servizio di stoccaggio per l'anno termico 2018-2019, volte ad assicurare, alle imprese di stoccaggio, un flusso di ricavi sostanzialmente equivalente a quello ottenibile con l'applicazione, alle capacità allocate tramite asta, dei corrispettivi tariffari

Impianti ad energie rinnovabili

DECRETO FER 1

Il decreto di incentivazione alle fonti rinnovabili (c.d. FER 1), dopo essere stato sottoposto all'attenzione di ARERA e delle Regioni in Conferenza Unificata ed aver subito più revisioni, è adesso al vaglio della Commissione Europea, ultimo passaggio prima dell'approvazione formale. Tra le novità che il provvedimento introdurrà ci saranno nuove disposizioni in merito all'incentivazione degli impianti mini-idro e fotovoltaici.

Servizi Energetici ed Efficienza Energetica

DELIBERA 25 GENNAIO 2018 - 32/2018/R/efr. Determinazione del valore medio del prezzo di cessione dell'energia elettrica dell'anno 2017, ai fini della quantificazione, per l'anno 2018, del valore degli incentivi sostitutivi dei certificati verdi. Il presente provvedimento determina, ai fini della quantificazione per l'anno 2018 del valore degli incentivi che sostituiscono i certificati verdi, il valore medio annuo registrato nell'anno 2017 del prezzo di cessione dell'energia elettrica, in misura pari a 53,14 €/MWh.

DELIBERA 08 MARZO 2018 - 139/2018/R/efr. Approvazione dell'aggiornamento urgente delle regole di funzionamento del mercato dei titoli di efficienza energetica (certificati bianchi). Con il presente documento si approva l'aggiornamento delle Regole del mercato di TEE predisposte in via d'urgenza dal GME ai sensi dell'articolo 3, comma 8, delle previgenti Regole. Le Regole sono già efficaci dalla data della loro pubblicazione da parte del GME.

DECRETO MINISTERIALE 10 MAGGIO 2018 IN MATERIA DI TITOLI DI EFFICIENZA ENERGETICA (TEE), pubblicato in Gazzetta Ufficiale n.158 del 10 luglio 2018: Modifica e aggiornamento del decreto 11 gennaio 2017, concernente la determinazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico che devono essere perseguiti dalle imprese di distribuzione dell'energia elettrica e il gas per gli anni dal 2017 al 2020 e per l'approvazione delle nuove Linee Guida per la preparazione, l'esecuzione e la valutazione dei progetti di efficienza energetica.

Rispetto alla disciplina precedente, le principali modifiche introdotte da tale Decreto ministeriale sono state:

- l'introduzione del valore massimo di riconoscimento per singolo TEE pari a 250 €. La nuova disposizione si applica alle sessioni d'obbligo successive al 1° giugno 2018 e fino alle sessioni valide per gli adempimenti agli obblighi nazionali fissati per il 2020;
- la possibilità dell'emissione, da parte del GSE e a partire dal 15 maggio di ciascun anno, di Certificati Bianchi non derivanti dalla realizzazione di progetti di efficienza energetica (TEE virtuali), ad un valore unitario pari alla differenza tra 260 euro e il valore del contributo tariffario definitivo relativo all'anno d'obbligo. In ogni caso detto importo non può eccedere i 15 euro. I TEE "virtuali", contraddistinti da una tipologia specifica e contabilizzati separatamente dal GSE, non potranno essere ceduti da chi li riceve, saranno emessi e contestualmente annullati nella prima sessione utile ai fini del conseguimento dell'obbligo relativo al soggetto che li ha richiesti e non avranno diritto alla copertura degli oneri;
- l'estensione da 1 a 2 anni del periodo di flessibilità entro il quale un soggetto, nel caso in cui conseguisse una quota dell'obbligo di propria competenza inferiore al 100%, ma comunque superiore al 60%, può compensare la quota residua senza incorrere in sanzioni;
- l'introduzione del riferimento al valore degli scambi bilaterali, qualora avvenuti a prezzi inferiori a 250 euro/TEE, nella determinazione del contributo tariffario.

DIRETTIVA UE 2018/844 - 30 MAGGIO 2018. La Direttiva modifica l'EPBD (Energy Performance of Buildings Directive) sulla prestazione energetica degli edifici. Il provvedimento, risultato della negoziazione del pacchetto di misure Clean Energy for all Europeans, pubblicato nel novembre 2016 dalla Commissione, rafforza e semplifica le disposizioni vigenti e mira a raggiungere gli obiettivi dell'Unione per l'energia e il clima al 2030.

CONSULTAZIONE 12 LUGLIO 2018 - 385/2018/R/efr. Orientamenti inerenti la definizione del contributo tariffario nell'ambito del meccanismo dei titoli di efficienza energetica. Con il presente documento per la consultazione si presentano gli orientamenti dell'Autorità in merito all'aggiornamento dei criteri di determinazione del contributo tariffario riconosciuto ai distributori adempimenti agli obblighi di risparmio energetico di cui alla deliberazione 435/2017/R/efr. Tale aggiornamento è reso necessario in considerazione delle modifiche introdotte dal decreto interministeriale 10 maggio 2018, di aggiornamento del previgente decreto interministeriale 11 gennaio 2017.

DELIBERA 27 SETTEMBRE 2018 - 487/2018/R/efr. Definizione del contributo tariffario a copertura dei costi sostenuti dai distributori di energia elettrica e gas naturale soggetti agli obblighi

nell'ambito del meccanismo dei titoli di efficienza energetica, ai sensi del decreto interministeriale 10 maggio 2018. Con il presente provvedimento sono aggiornati i criteri di determinazione del contributo tariffario riconosciuto ai distributori adempimenti agli obblighi di risparmio energetico, precedentemente oggetto della deliberazione 435/2017/R/efr, che termina i propri effetti con l'anno d'obbligo 2017. Tale aggiornamento è reso necessario in considerazione delle modifiche introdotte dal decreto interministeriale 10 maggio 2018, di aggiornamento del previgente decreto interministeriale 11 gennaio 2017.

DELIBERA 09 OTTOBRE 2018 - 501/2018/R/efr. Approvazione dell'aggiornamento del Regolamento delle transazioni bilaterali e delle Regole di funzionamento del mercato dei titoli di efficienza energetica. Con il presente documento si approva l'aggiornamento del Regolamento delle transazioni bilaterali e delle Regole del mercato di TEE predisposte dal GME con le modalità previste dagli stessi documenti ai sensi della deliberazione 487/2018/R/efr. Le Regole sono già efficaci dalla data della loro pubblicazione da parte del GME, avvenuta a seguito della deliberazione di cui sopra, mentre il Regolamento entra in vigore successivamente alla presente deliberazione.

DELIBERA 13 NOVEMBRE 2018 - 574/2018/R/tlr. Disposizioni in tema di obblighi informativi in capo ai soggetti operanti nel settore del teleriscaldamento e teleraffrescamento. Il presente provvedimento definisce gli obblighi informativi in capo ai soggetti operanti nel settore del teleriscaldamento e teleraffrescamento in materia di Anagrafica Operatori e di Anagrafica Territoriale e le modalità di presentazione delle istanze di esclusione delle reti dalla regolazione dell'Autorità.

DELIBERA 05 DICEMBRE 2018 - 633/2018/R/efr. Approvazione dei corrispettivi, relativi all'anno 2019, per il funzionamento dei mercati organizzati e delle piattaforme di registrazione degli scambi bilaterali delle garanzie di origine e dei titoli di efficienza energetica gestiti dal Gestore dei Mercati Energetici S.p.a. Con il presente provvedimento vengono approvati i corrispettivi, relativi all'anno 2019, per il funzionamento dei Mercati organizzati e delle Piattaforme di registrazione degli scambi bilaterali delle garanzie di origine e dei titoli di efficienza energetica.

CONSULTAZIONE 05 DICEMBRE 2018 - 637/2018/R/tlr. Disposizioni in materia di trasparenza nel servizio di teleriscaldamento e teleraffrescamento. Inquadramento generale e primi orientamenti. Il documento per la consultazione presenta i primi orientamenti in materia di trasparenza del servizio di telecalore, con riferimento ai contratti di fornitura, ai prezzi di erogazione del servizio, ai documenti di fatturazione, alle informazioni in tema di qualità commerciale e alle prestazioni di carattere ambientale nonché al monitoraggio dei prezzi del servizio da parte dell'Autorità.

DELIBERA 11 DICEMBRE 2018 - 661/2018/R/tlr. Regolazione della qualità commerciale dei servizi di teleriscaldamento e teleraffrescamento, per il periodo di regolazione 1 luglio 2019 - 31 dicembre 2021. La deliberazione definisce la regolazione della qualità commerciale del servizio di telecalore per il periodo di regolazione 1 luglio 2019 - dicembre 2021 e prevede l'avvio di un procedimento per la rivalutazione delle disposizioni in materia di esercizio del diritto di recesso stabilite dal TUAR ed alcune modifiche dello stesso.

Telecomunicazioni

DELIBERA AGCOM DEL 15/02/2018 - 34/18/CIR. Approvazione delle offerte di riferimento di Telecom Italia relative ai servizi di accesso disaggregato all'ingrosso alle reti e sottoreti metalliche e ai servizi di co-locazione per l'anno 2017. Le principali modifiche riguardano le condizioni economiche, per l'anno 2017, dei servizi soggetti ad orientamento al costo, quali i contributi una tantum e i servizi di co-locazione (spazi, alimentazione e condizionamento).

DELIBERA AGCOM DEL 26/03/2018 - 62/18/CIR. Approvazione dell'offerta di riferimento di Telecom Italia per l'anno 2017 relativa al servizio Wholesale Line Rental WLR. Le principali modifiche riguardano le condizioni economiche dei servizi soggetti ad orientamento al costo, rivalutati alla luce del costo orario della manodopera approvato dall'Autorità per il 2017 con delibera n. 623/15/CONS e tenendo conto dei modelli di costo dei contributi di attivazione e cessazione ULL di cui alla delibera n. 34/18/CIR.

DELIBERA AGCOM DEL 08/05/2018 - 231/18/CONS. Procedure per l'assegnazione e regole per l'utilizzo delle frequenze disponibili nelle bande 694-790 MHz, 3600-3800 MHz e 26.5-27.5 GHz. Ad esito della consultazione pubblica avviata con la delibera n. 89/18/CONS, la presente delibera stabilisce le procedure per l'assegnazione e le regole per l'utilizzo delle frequenze disponibili nelle bande 694-790 MHz, 3600-3800 MHz e 26.5-27.5 GHz per sistemi terrestri di comunicazioni elettroniche al fine di favorire la transizione verso la tecnologia 5G.

DELIBERA AGCOM DEL 28/05/2018 - 87/18/CIR. Approvazione delle offerte di riferimento di Telecom Italia per i servizi bitstream su rete in rame e per i servizi bitstream NGA, servizio VULA e relativi servizi accessori, per l'anno 2017. Le principali modifiche riguardano le condizioni economiche, per l'anno 2017, dei servizi che, nell'ambito dell'analisi dei mercati di cui alla delibera n. 623/15/CONS,

sono soggetti ad orientamento al costo (contributi una tantum, banda - ATM ed Ethernet - e servizi accessori).

DELIBERA AGCOM DEL 28/05/2018 - 88/18/CIR. Provvedimento che approva gli esiti della consultazione pubblica relativa all'applicabilità del meccanismo di ripartizione del costo netto del Servizio Universale per gli anni 2008 e 2009, avviata con delibera n. 133/17/CIR. Con il presente provvedimento si approvano gli esiti della consultazione pubblica relativo all'applicabilità del meccanismo di ripartizione del costo netto del Servizio Universale per gli anni 2008 e 2009, avviata con delibera n. 133/17/CIR.

DELIBERA AGCOM DEL 28/05/2018 - 89/18/CIR. Consultazione indetta nell'ambito del procedimento istruttorio concernente la "rinnovazione del procedimento relativo all'applicabilità del meccanismo di ripartizione e valutazione del costo netto del servizio universale per gli anni 2006 e 2007. È indetta la presente consultazione pubblica nazionale in merito alle valutazioni dell'Autorità e le relazioni del revisore incaricato della verifica del calcolo del costo netto del servizio universale per gli anni 2006 e 2007.

DELIBERA AGCOM DEL 28/05/2018 - 90/18/CIR. Approvazione dell'offerta di riferimento di Telecom Italia per l'anno 2017 relativa ai servizi di raccolta, terminazione e transito delle chiamate nella rete telefonica pubblica fissa. Le principali modifiche riguardano le condizioni economiche dei servizi soggetti ad orientamento al costo per i quali, a parte il servizio di fatturazione delle chiamate verso numerazioni a sovrapprezzo che risulta in aumento, sono stati approvati dei prezzi invariati o inferiori rispetto a quelli del 2016.

DELIBERA AGCOM DEL 27/06/2018 - 117/18/CIR. Approvazione delle offerte di riferimento di Telecom Italia per i servizi di accesso NGAN, per il servizio di accesso End to End e per i servizi di backhaul per l'anno 2017. Le principali modifiche riguardano le condizioni economiche, per l'anno 2017, dei servizi che, nell'ambito dell'analisi dei mercati di cui alla delibera n. 623/15/CONS, sono soggetti ad orientamento al costo (contributi una tantum e servizi accessori).

DELIBERA AGCOM DEL 25/07/2018 - 395/18/CONS. Revisione complessiva del sistema di Key Performance Indicator di non discriminazione. Provvedimento di revisione complessiva del Sistema di Key Performance Indicator(KPI) di non discriminazione, in accordo a principi di semplificazione, non contraddittorietà ed uniformità e conformemente alle indicazioni della raccomandazione della Commissione europea sulla non discriminazione e le metodologie di costo dell'11 settembre 2013.

DELIBERA AGCOM DEL 12/12/2018 - 215/18/CIR. Avvio di una consultazione pubblica per la regolamentazione delle procedure di passaggio dei clienti di operatori di rete fissa che utilizzano reti FTTH di operatori wholesale diversi da TIM. La presente consultazione avvia il procedimento per la regolamentazione dell'ambito delle reti di accesso in fibra ottica (FTTH) realizzate da operatori wholesale alternativi a TIM che offrono a loro volta prodotti di accesso utilizzati da operatori terzi per la fornitura dei servizi agli utenti finali.

DELIBERA AGCOM DEL 12/12/2018 - 599/18/CONS. Conclusione della revisione dell'analisi dei mercati dei servizi di terminazione delle chiamate vocali su singola rete mobile. Sono notificati 12 operatori, che forniscono o stanno per fornire servizi di terminazione delle chiamate vocali sulla propria rete mobile. Si conferma l'utilizzo del modello di costo di cui alla delibera n. 60/11/CONS per la definizione dei prezzi del servizio di terminazione per il periodo 2018-2021, stabilendo altresì tariffe simmetriche per tutti gli operatori notificati.

DELIBERA AGCOM DEL 19/12/2018 - 216/18/CIR. Avvio del procedimento e della consultazione pubblica concernente l'approvazione delle condizioni tecniche e procedurali delle offerte di riferimento di Telecom Italia. Con riferimento alle condizioni economiche per l'anno 2018 non disciplinate dalla nuova analisi dei mercati, si pone in consultazione la valutazione dei prezzi dei contributi una tantum di attivazione dei servizi ULL/SLU/WLR/VULA e bitstream dipendenti dai costi dei servizi accessori forniti dalle imprese System e della banda bitstream Ethernet su rete in rame e NGA.

DELIBERA AGCOM DEL 19/12/2018 - 613/18/CONS. Consultazione pubblica concernente l'analisi coordinata dei mercati dei servizi di accesso alla rete fissa ai sensi dell'articolo 50 ter del Codice. Con la presente delibera l'Autorità propone di identificare il Comune di Milano come un mercato rilevante distinto dal resto dei Comuni del territorio italiano, in ragione della significativa presenza di infrastrutture di

comunicazione elettronica alternative a quelle di TIM e del livello di concorrenza registrato sui servizi di accesso alla rete fissa wholesale.

Ambiente

TESTO UNICO AMBIENTE (D.lgs. 152/2006), e successive modifiche e integrazioni. Provvedimento nazionale di riferimento in materia di valutazione di impatto ambientale, autorizzazione integrata ambientale, difesa del suolo, tutela delle acque, gestione dei rifiuti, imballaggi, bonifica dei siti contaminati, riduzione dell'inquinamento atmosferico, risarcimento dei danni ambientali.

D.LGS 3 DICEMBRE 2010, N. 205 - Disposizioni di attuazione della direttiva 2008/98/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 19 novembre 2008 relativa ai rifiuti e che abroga alcune direttive. Recepisce a livello nazionale la direttiva quadro sui rifiuti andando a modificare la parte Quarta del D.lgs. 152/2006 – Testo Unico Ambiente – integrandola con i principi stabiliti dalla direttiva.

DECRETO DEL MATTM DEL 7 OTTOBRE 2013 - Viene adottato il Programma Nazionale di Prevenzione dei Rifiuti (PNPR) Italiano. Con il successivo decreto n°185 del 08.07.2014, ai fini dell'attuazione e dell'implementazione del Piano, il MATTM ha istituito un Comitato tecnico scientifico che ha la funzione di supportare il Ministero dell'Ambiente nella definizione delle misure attuative del Programma nei settori prioritari di intervento.

PIANO D'AZIONE DELL'UNIONE EUROPEA PER L'ECONOMIA CIRCOLARE - COM (2015) 614/2. Il piano d'azione definisce 54 misure per "chiudere il cerchio" del ciclo di vita dei prodotti: dalla produzione e dal consumo fino alla gestione dei rifiuti e al mercato delle materie prime secondarie. Inoltre, individua cinque settori prioritari per accelerare la transizione lungo la loro catena del valore (materie plastiche, rifiuti alimentari, materie prime essenziali, costruzione e demolizione, biomassa e materiali biologici).

LEGGE 221/2015 - (cd. Legge sulla Green Economy). Presenta un importante pacchetto di misure rivolte alla "green economy", che modificano la normativa ambientale preesistente proprio in direzione di una economia più verde e sostenibile.

DIRETTIVA (UE) 2018/849; DIRETTIVA (UE) 2018/850; DIRETTIVA (UE) 2018/851; DIRETTIVA (UE) 2018/852. Le nuove Direttive del "pacchetto economia circolare" modificano 6 direttive su rifiuti, imballaggi, discariche, rifiuti elettrici ed elettronici (Raee), veicoli fuori uso e pile: in vigore dal 4 Luglio 2018, dovranno essere recepite dagli Stati membri entro il 5 luglio 2020.

Normativa ARERA Rifiuti:

DELIBERA 05 APRILE 2018 - 197/2018/R/rif. Disposizioni temporanee per una prima gestione di richieste di informazioni, reclami, istanze e segnalazioni degli utenti del settore dei rifiuti, anche differenziati, urbani e assimilati, mediante avvalimento dello Sportello per il consumatore energia e ambiente. La presente deliberazione prevede disposizioni temporanee per una prima gestione di richieste di informazioni, reclami, istanze e segnalazioni degli utenti del settore dei rifiuti, mediante avvalimento dello Sportello per il Consumatore Energia e Ambiente presso Acquirente Unico S.p.a.

DELIBERA 05 APRILE 2018 - 225/2018/R/rif. Avvio di procedimento per l'adozione di provvedimenti di regolazione tariffaria in materia di ciclo dei rifiuti, anche differenziati, urbani e assimilati. Il presente provvedimento avvia il procedimento per la definizione di provvedimenti tariffari in materia di ciclo dei rifiuti e per la raccolta di dati e informazioni presso Amministrazioni, Regioni, enti locali e soggetti, pubblici e privati, operanti nel settore.

DELIBERA 05 APRILE 2018 - 226/2018/R/rif. Avvio di procedimento per l'adozione di provvedimenti di regolazione della qualità del servizio nel ciclo dei rifiuti, anche differenziati, urbani e assimilati. Il presente provvedimento dispone l'avvio di un procedimento per la regolazione della qualità del servizio nel ciclo dei rifiuti, anche differenziati, urbani e assimilati e per la raccolta di dati e informazioni a ciò funzionali.

DELIBERA 27 DICEMBRE 2018 - 715/2018/R/rif. Avvio di procedimento per l'istituzione di un sistema di monitoraggio delle tariffe per il servizio integrato di gestione dei rifiuti, anche differenziati, urbani e assimilati e dei singoli servizi che costituiscono attività di gestione per gli anni 2018 e 2019. Il presente provvedimento avvia un procedimento per l'istituzione di un sistema di monitoraggio tariffario per gli anni 2018 e 2019 in materia di ciclo dei rifiuti, introducendo obblighi

informativi in capo agli esercenti il servizio e obblighi di anagrafica.

DELIBERA 27 DICEMBRE 2018 - 714/2018/R/rif. Richiesta di informazioni in tema di servizio di trattamento dei rifiuti urbani e assimilati. Il presente provvedimento dispone una richiesta di informazioni ai soggetti esercenti il servizio di smaltimento dei rifiuti.

Tematiche trasversali

FATTURAZIONE ELETTRONICA

La legge di bilancio 2018 ha previsto sia nel caso in cui la cessione del bene o la prestazione di servizio è effettuata tra due operatori Iva (operazioni B2B), sia nel caso in cui la cessione/prestazione è effettuata da un operatore Iva verso un consumatore finale (operazioni B2C) l'obbligo di emettere soltanto fatture elettroniche attraverso il Sistema di Interscambio per le cessioni di beni e le prestazioni di servizi effettuate tra soggetti residenti o stabiliti nel territorio dello Stato, a partire dal 1° gennaio 2019.

REGOLAMENTO UE N.2016/679 – GENERAL DATA PROTECTION REGULATION – GDPR (con efficacia 25/05/2018). Regolamento (UE) 2016/679 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 27 aprile 2016, relativo alla protezione delle persone fisiche con riguardo al trattamento dei dati personali, nonché alla libera circolazione di tali dati e che abroga la direttiva 95/46/CE (regolamento generale sulla protezione dei dati).

LEGGE DI BILANCIO 2019

Efficienza energetica

La legge di bilancio proroga al 31 dicembre 2019 la detrazione fiscale per gli interventi di riqualificazione energetica degli edifici e di ristrutturazione edilizia (c.d. Eco-bonus) e introduce la riqualificazione energetica degli immobili delle Pubbliche Amministrazioni;

Rinnovabili

La legge di bilancio prevede la revisione delle convenzioni relative a impianti alimentati da fonti rinnovabili

13. RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

Estra e le società del Gruppo instaurano rapporti con parti correlate ispirati a principi di trasparenza e correttezza. Tali rapporti generalmente attengono a prestazioni fornite alla generalità della clientela (fornitura di gas, energia elettrica, calore ecc.) e sono regolati dai contratti e condizioni normalmente applicati in tali situazioni.

Ove non si tratti di prestazioni di tipo corrente, i rapporti sono comunque regolati in base alle normali condizioni praticate sul mercato.

Le informazioni relative ai rapporti patrimoniali ed economici con le parti correlate soci e società correlate sono riportate nelle note esplicative del bilancio (nota n. 14 “Parti correlate”).

14. **RISCHI ED INCERTEZZE**

A norma dell'art. 2428 comma 2, punto 6-bis) c.c., così come modificato dal D. Lgs. N. 394/03, si espongono di seguito le informazioni richieste.

- ***Rischio normativo e regolatorio***

Il Gruppo opera in un settore fortemente regolamentato. Tra i fattori di rischio nell'attività di gestione va pertanto considerata l'evoluzione costante e non sempre prevedibile del contesto normativo e regolatorio di riferimento per i settori dell'energia elettrica e del gas naturale, nonché per i settori attinenti alle attività di gestione dei servizi ambientali e di produzione di energia da fonti rinnovabili. Gli effetti dell'evoluzione del contesto normativo possono riguardare, ad esempio, il funzionamento del mercato, i piani tariffari, i livelli di qualità del servizio richiesti e gli adempimenti tecnico-operativi. Cambiamenti normativi che determinano condizioni sfavorevoli per gli operatori del settore potrebbero avere effetti negativi sulla situazione economica, finanziaria e patrimoniale del Gruppo, in termini di riduzione dei ricavi, contrazione dei margini e/o abbandono di iniziative in corso. A fronte di tali fattori di rischio, il Gruppo adotta una politica di monitoraggio e gestione del rischio normativo, al fine di mitigarne per quanto possibile gli effetti, attraverso un presidio articolato su più livelli, che prevede il dialogo collaborativo con le istituzioni e con gli organismi di governo e regolazione del settore, la partecipazione attiva ad associazioni di categoria ed a gruppi di lavoro istituiti presso gli stessi enti, nonché l'esame delle evoluzioni normative e dei provvedimenti dell'Autorità di settore.

È, inoltre, previsto un costante dialogo con le unità di business interessate dalle evoluzioni normative, al fine di valutarne compiutamente i potenziali impatti. Tra le principali materie oggetto di evoluzioni normative in corso si segnalano in particolare:

- le norme inerenti all'affidamento delle concessioni per il servizio di distribuzione del gas e dell'energia elettrica;
- la regolazione dei servizi pubblici locali a rilevanza economica;
- l'evoluzione della disciplina del mercato dei Certificati Verdi;
- le tematiche oggetto del Terzo Pacchetto Energia dell'Unione Europea.

- ***Rischi legati alla scadenza delle concessioni/affidamenti di distribuzione del gas di cui sono titolari Estra e le altre società del Gruppo.***

Ad eccezione del trading di gas naturale, lo svolgimento di tali attività in Italia è soggetto a concessioni o autorizzazioni. In particolare:

- (a) le attività di distribuzione di gas naturale, la gestione tecnico-operativa di reti di distribuzione di GPL sono svolte in forza di concessioni rilasciate da parte di enti pubblici locali;
- (b) la vendita di gas naturale ed energia elettrica, la vendita di GPL, la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, la gestione tecnico-operativa di reti di telecomunicazioni e commercializzazione di servizi di telecomunicazioni, la gestione di impianti di riscaldamento di proprietà di terze (in particolare, servizi di gestione del calore) e attività di gestione calore, riqualificazione e efficienza energetica sono svolte subordinatamente all'ottenimento di specifiche autorizzazioni da parte delle autorità di volta in volta competenti.

Pertanto, il Gruppo è esposto a rischi connessi all'aggiudicazione, al mantenimento e alla perdita delle concessioni

e delle autorizzazioni e alle concessioni scadute.

In particolare:

- a) ***Rischi connessi all'aggiudicazione, al mantenimento e alla perdita di concessioni e alle concessioni scadute***

Non si può garantire che le concessioni di cui il Gruppo è titolare siano alla scadenza concesse nuovamente al Gruppo, oppure che gli eventuali rinnovi siano ottenuti a condizioni economiche pari a quelle esistenti. Inoltre il Gruppo potrebbe aver bisogno di ottenere ulteriori concessioni, permessi e/o autorizzazioni, i cui iter sono spesso lunghi, costosi, complessi e dagli esiti non prevedibili.

*b) **Rischi connessi all'aggiudicazione, al mantenimento e alla perdita di autorizzazioni***

L'attività di vendita di gas naturale ed energia elettrica, la vendita di GPL e la gestione di impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica sono svolte dal Gruppo subordinatamente all'ottenimento di specifiche autorizzazioni da parte delle autorità di volta in volta competenti. Tali autorizzazioni sono concesse sulla base del possesso di determinati requisiti necessari per lo svolgimento del servizio. Non si può garantire che le autorizzazioni ottenute dal Gruppo non siano successivamente revocate dalle autorità competenti. Inoltre il Gruppo potrebbe aver bisogno di ottenere ulteriori autorizzazioni, i cui iter sono spesso lunghi, costosi, complessi e dagli esiti non prevedibili.

- **Rischi connessi al malfunzionamento e/o all'interruzione dell'operatività delle infrastrutture di rete e degli impianti**

Nei settori in cui operano le società appartenenti al Gruppo la normale prestazione delle attività dipende dalla corretta operatività di infrastrutture (quali le reti di trasporto/distribuzione dell'energia elettrica e del gas naturale) e di impianti (quali quelli di stoccaggio, centrali termoelettriche, termovalorizzatori, ecc.). Eventuali interruzioni o limitazioni dell'operatività di tali infrastrutture (causate, ad esempio, da errori umani, calamità naturali, attentati, atti di sabotaggio, provvedimenti dell'autorità giudiziaria e/o amministrativa) potrebbero comportare interruzioni totali o parziali delle attività svolte da Estra e dalle altre società del Gruppo, ovvero un incremento dei costi per lo svolgimento di tali attività.

- **Rischi derivanti dall'approvazione di nuovi sistemi tariffari**

In base al sistema tariffario attualmente in essere i ricavi del Gruppo sono in parte aggiornati in funzione di criteri prefissati dall'ARERA - Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ex AEEGSI). Non è possibile escludere che vengano approvati nuovi interventi legislativi e/o regolamentari da parte delle autorità di settore che possano incidere, anche in senso peggiorativo, sui ricavi del Gruppo.

- **Rischi connessi alla concorrenza**

Il Gruppo opera in un contesto competitivo che la pone in concorrenza con soggetti italiani e multinazionali, alcuni dei quali dotati di risorse finanziarie maggiori. Nonostante il Gruppo ritenga di godere di vantaggi competitivi che derivano dal suo forte radicamento nel territorio, qualora, a seguito dell'ampliamento del numero dei suoi diretti concorrenti, non fosse in grado di mantenere la propria forza competitiva sul mercato, potrebbe registrare una riduzione della propria clientela e/o vedere ridotti i propri margini, con conseguenti effetti negativi sull'attività e sulle prospettive di crescita, nonché sulla sua situazione economica, patrimoniale e finanziaria.

- **Rischi derivanti dal futuro andamento dei consumi**

In riferimento all'attività di distribuzione gas, in base al sistema tariffario attualmente in essere, i ricavi del Gruppo sono in parte aggiornati annualmente in funzione di criteri prefissati dall'ARERA - Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, che riflettono un tasso implicito di crescita annuale dei volumi di gas naturale immessi nella rete di trasporto. I volumi di gas naturale immessi nella rete di trasporto in Italia dipendono, tuttavia, da fattori che esulano dal controllo del Gruppo, quali ad esempio il prezzo del gas naturale rispetto a quello di altri combustibili, lo sviluppo del settore elettrico, la crescita economica, le evoluzioni climatiche, le leggi ambientali, la continua disponibilità di gas naturale importato da paesi esteri e la disponibilità di sufficiente capacità di trasporto sui gasdotti di importazione. In riferimento all'attività di vendita gas ed energia elettrica, un andamento negativo o di crescita lenta della domanda di gas ed energia elettrica, potrebbe avere un impatto in termini di diminuzione dei volumi di vendita di gas ed energia elettrica da parte del Gruppo e, di conseguenza, riflettersi in una riduzione dei margini complessivi di vendita del Gruppo. Tra le varie attività poste in essere a questo riguardo, il Gruppo svolge un'attività di monitoraggio sia dell'andamento del carico elettrico e dei consumi di gas, sia dello scenario macroeconomico italiano ed internazionale, in funzione degli aggiornamenti pubblicati dai maggiori istituti di previsione economico-finanziaria. L'analisi di tali informazioni ha lo scopo di evidenziare, con il massimo anticipo, possibili trend nella domanda di energia elettrica e gas e di ottimizzare, di conseguenza, l'attività di vendita. Inoltre, l'adozione di una strategia di diversificazione commerciale permette di contrastare, entro certi termini, uno scenario di mercato avverso.

- **Rischi ambientali legati all'attività del Gruppo**

L'attività di Estra e delle altre società del Gruppo è soggetta alla normativa italiana e dell'Unione Europea in materia di tutela dell'ambiente e della salute ed ogni attività viene svolta nel rispetto di tali normative e delle autorizzazioni eventualmente richieste ed ottenute. Sebbene Estra svolga la propria attività nel rispetto delle leggi e dei regolamenti in materia di ambiente e sicurezza, non può tuttavia essere escluso che la stessa e le altre società del Gruppo possano incorrere in costi o responsabilità in materia di tutela dell'ambiente.

- **Rischio di liquidità**

Si definisce rischio di liquidità il rischio che Estra e il Gruppo non riescano a far fronte ai propri impegni di pagamento quando essi giungono a scadenza. La liquidità del Gruppo potrebbe essere danneggiata dall'incapacità di vendere i propri prodotti e servizi, da imprevisti flussi di cassa in uscita, dall'obbligo di prestare maggiori garanzie ovvero dall'incapacità di accedere ai mercati dei capitali. Questa situazione potrebbe insorgere a causa di circostanze indipendenti dal controllo del Gruppo, come una generale turbativa del mercato di riferimento o un problema operativo che colpisca il Gruppo o terze parti o anche dalla percezione, tra i partecipanti al mercato, che il Gruppo o altri partecipanti del mercato stiano avendo un maggiore rischio di liquidità. La crisi di liquidità e la perdita di fiducia nelle istituzioni finanziarie può aumentare i costi di finanziamento del Gruppo e limitare il suo accesso ad alcune delle sue tradizionali fonti di liquidità.

Ulteriori informazioni sono contenute nella nota n. 13 "Obiettivi e criteri di gestione del rischio finanziario".

- **Rischi connessi all'indebitamento**

Estra e il Gruppo reperiscono le proprie risorse finanziarie principalmente tramite il tradizionale canale bancario e con strumenti tradizionali quali finanziamenti a medio/lungo termine, mutui, affidamenti bancari a breve termine e linee di credito e dai flussi derivanti dalla gestione operativa d'impresa, nell'ambito dei rapporti commerciali con i soggetti debitori per i servizi resi ed i soggetti creditori per acquisti di beni e servizi. L'indebitamento finanziario netto del Gruppo è influenzato dalla stagionalità dell'attività svolta e, conseguentemente, subisce fluttuazioni significative nel corso dell'anno. I rischi del re-financing dei debiti sono gestiti attraverso il monitoraggio delle scadenze degli affidamenti ed il coordinamento dell'indebitamento con le tipologie di investimenti, in termini di liquidabilità degli attivi in cui le società del Gruppo investono. Estra ed il Gruppo godono di elevata affidabilità presso il sistema bancario, come confermato dal credit rating di A3.1 che Cerved Rating Agency ha assegnato ad esito della valutazione del merito di credito della Società. Resta inteso, tuttavia, che non vi è garanzia che in futuro Estra ed il Gruppo possano ottenere risorse finanziarie con le modalità, i termini e le medesime condizioni finora ottenute. Questa situazione potrebbe insorgere a causa di circostanze indipendenti dal controllo di Estra, come una generale turbativa del mercato di riferimento.

I prestiti obbligazionari e finanziamenti in essere prevedono specifici obblighi che il Gruppo si è impegnato a rispettare.

Inoltre, alcuni dei contratti di finanziamento stipulati e dei prestiti obbligazionari emessi dal Gruppo prevedono altresì che il Gruppo debba rispettare per l'intera durata del finanziamento, determinati indici patrimoniali-finanziari, il cui rispetto è verificato, in genere, con cadenza annuale (ossia con riferimento alla data di chiusura di ciascun esercizio sociale sulla base delle risultanze del relativo bilancio consolidato o bilancio d'esercizio della società del Gruppo contraente). Il mancato rispetto di tali parametri potrebbe causare la sospensione del beneficio del termine e l'obbligo di rimborso anticipato degli stessi da parte del debitore.

Tali contratti di finanziamento in essere prevedono altresì una serie di eventi di default (in taluni casi, riferibili anche a società facenti parte del Gruppo).

La capacità del Gruppo di adempiere ai propri obblighi ai sensi delle condizioni dei finanziamenti bancari in essere dipende dalle future prestazioni operative e finanziarie del Gruppo, a loro volta legate alla capacità del Gruppo di attuare con successo la propria strategia aziendale nonché ad altri fattori economici, finanziari, concorrenziali e normativi al di fuori del controllo del Gruppo.

Il Gruppo dovrà quindi continuare a destinare parte dei propri flussi di cassa al servizio dei debiti finanziamenti in essere, riducendo le disponibilità finanziarie utilizzabili per l'attività operativa e/o per investimenti e influenzando altresì la capacità di distribuzione dei dividendi da parte dello stesso.

[Al 31 dicembre 2017, il Gruppo rispettava i parametri finanziari previsti dai contratti di finanziamento in essere.]

Ulteriori informazioni sono contenute nella nota n. 13 “Obiettivi e criteri di gestione del rischio finanziario”.

- ***Rischi connessi al tasso di interesse***

Estra ed il Gruppo sono esposti alle fluttuazioni dei tassi d’interesse soprattutto per quanto concerne la misura degli oneri finanziari relativi all’indebitamento. Estra ed il Gruppo mitigano il rischio derivante dall’indebitamento a tasso variabile grazie ad investimenti ed impieghi di liquidità sostanzialmente indicizzati ai tassi a breve termine. Inoltre, la politica di gestione del rischio tasso persegue l’obiettivo di limitare tale volatilità attraverso l’individuazione di un mix di finanziamenti a medio/lungo termine a tasso fisso e a tasso variabile ed attraverso l’utilizzo di strumenti derivati di copertura IRS stipulati con controparti finanziarie di elevato standing creditizio che limitino le fluttuazioni dei tassi di interesse. Tenuto conto delle politiche attive di monitoraggio del rischio tasso, l’eventuale futura crescita dei tassi di interesse non dovrebbe avere conseguenze particolarmente negative sulla situazione economica e finanziaria di Estra e del Gruppo.

Ulteriori informazioni sono contenute nella nota n. 13 “Obiettivi e criteri di gestione del rischio finanziario”.

- ***Rischi connessi al tasso di cambio***

Non sussistono allo stato attuale rischi connessi alle variazioni dei tassi di cambio che possano avere un impatto rilevante sulla situazione economico-patrimoniale e finanziaria di Estra e del Gruppo fatta eccezione per quanto riportato nell’ambito del rischio prezzo commodities.

- ***Rischi connessi al prezzo commodities***

Il Gruppo, con riferimento alle caratteristiche dei settori in cui opera, è esposto al rischio prezzo commodities, ovvero al rischio di mercato legato alle variazioni dei prezzi delle materie prime energetiche (energia elettrica, gas naturale) nonché del cambio ad esse associato, dal momento che sia gli acquisti sia le vendite risentono dell’oscillazione dei prezzi di dette commodities energetiche direttamente ovvero attraverso formule di indicizzazione. La politica del Gruppo è orientata a minimizzare il rischio connesso alle oscillazioni del prezzo delle commodities attraverso l’allineamento della indicizzazione delle commodity in acquisto e in vendita, lo sfruttamento verticale delle varie filiere di business ed il ricorso ai mercati finanziari per coperture.

- ***Rischi connessi ai rapporti con società del Gruppo***

Il Gruppo ha intrattenuto, e intrattiene tuttora, rapporti di natura commerciale con società partecipate e soci. In particolare, le principali transazioni poste in essere con parti correlate sono riconducibili a: (i) contratti di servizio in essere con le società del Gruppo, anche se non controllate, e con i soci Consiag, Coingas ed Intesa; (ii) riaddebito di costi per personale comandato da società del Gruppo Estra ai soci Consiag ed Intesa; (iii) contratti di affitto per locazione delle sedi aziendali di Prato, Arezzo e Siena, rispettivamente dai soci Consiag, Coingas e Intesa; (iv) contratti di finanziamento con Consiag e Coingas; e (v) contratti di servizio con EDMA Reti Gas.

Sebbene il Gruppo ritenga che le condizioni previste ed effettivamente praticate rispetto ai rapporti con parti correlate siano in linea con le normali condizioni di mercato, non vi è garanzia che, ove le operazioni cui i rapporti con parti correlate si riferiscono fossero state concluse con parti terze, le stesse avrebbero negoziato e stipulato i relativi contratti, ovvero eseguito le suddette operazioni, alle medesime condizioni e modalità.

Ulteriori informazioni sono contenute nella nota n. 14 “Parti correlate”.

- ***Rischi derivanti dai procedimenti giudiziari in essere***

Estra ed il Gruppo sono parte di alcuni procedimenti giudiziari, civili, amministrativi (principalmente relativi ad atti dell’ARERA (ex AEEGSI) ovvero alle concessioni di servizio pubblico), tributari e giuslavoristi (sia attivi che passivi), che afferiscono all’ordinaria gestione delle attività nel settore della distribuzione del gas naturale ed alla vendita gas naturale ed energia elettrica e che non mostrano alcuna materialità rispetto al valore di Estra e/o del Gruppo. In presenza di obbligazioni attuali, conseguenti a eventi passati, che possono essere di tipo legale, contrattuale oppure derivare da comportamenti da cui possa scaturire una obbligazione, Estra ed il Gruppo hanno effettuato negli anni congrui accantonamenti in appositi fondi per rischi ed oneri presenti tra le passività di bilancio.

- **Rischio Operativo**

Si definisce rischio operativo il rischio di perdite dovute ad errori, violazioni, interruzioni, danni causati da processi interni, personale, sistemi ovvero causati da eventi esterni. Estra e le società del Gruppo, che si sono comunque dotate di specifiche procedure e istruzioni operative disegnate per mitigare e ridurre i rischi operativi, sono comunque esposti a molteplici tipi di rischio operativo, compreso il rischio di frode da parte di dipendenti e soggetti esterni, il rischio di operazioni non autorizzate eseguite da dipendenti oppure il rischio di errori operativi, compresi quelli risultanti da vizi o malfunzionamenti dei sistemi informatici o di telecomunicazione. I sistemi e le metodologie di gestione del rischio operativo sono progettati per garantire che tali rischi connessi alle proprie attività siano tenuti adeguatamente sotto controllo. Qualunque inconveniente o difetto di tali sistemi potrebbe incidere negativamente sulla posizione finanziaria e sui risultati operativi di Estra e del Gruppo. Tali fattori, in particolar modo in periodi di crisi economico-finanziaria, potrebbero condurre la società o il Gruppo a subire perdite, incrementi dei costi di finanziamento, riduzioni del valore delle attività detenute, con un potenziale impatto negativo sulla liquidità di Estra del Gruppo e sulla sua stessa solidità patrimoniale. Il Decreto Legislativo 231/2001 ha introdotto nell'ordinamento giuridico italiano il regime della responsabilità amministrativa a carico degli enti, per determinati reati commessi nel loro interesse o a loro vantaggio, da parte di soggetti che rivestono posizione di vertice o di persone sottoposte alla direzione o alla vigilanza di questi. Al fine di assicurare la prevenzione dei reati contemplati nel Decreto, Estra ha adottato un proprio modello di organizzazione, gestione e controllo. Il Modello fa parte di una più ampia politica perseguita da Estra e dal Gruppo finalizzata a promuovere la correttezza e trasparenza nella conduzione delle proprie attività e nei rapporti con i terzi, nella quale si inserisce il Codice Etico già adottato. Estra ha inoltre istituito un Organismo di Vigilanza, dotato di autonomi poteri di iniziativa e di controllo, preposto a vigilare sul funzionamento e sull'osservanza del Modello e a promuoverne il suo costante aggiornamento. Il presidio da parte dell'Organismo di Vigilanza e il Modello adottato consentono di mitigare l'esposizione ai rischi di natura operativa.

- **Rischi connessi alle perdite su crediti**

Il rischio di credito di Estra e del Gruppo è principalmente attribuibile all'ammontare dei crediti commerciali derivanti dalla vendita di gas ed energia elettrica che non presentano una particolare concentrazione essendo suddivisi su un largo numero di controparti quali clientela retail, business ed enti pubblici. Il Gruppo, nello svolgimento della propria attività, è esposto al rischio che i crediti possano, a causa delle condizioni finanziarie dell'obbligato in relazione all'attuale crisi economico/finanziaria generalizzata, non essere onorati alla scadenza e quindi i rischi sono riconducibili all'aumento dell'anzianità dei crediti, al rischio di insolvibilità ed all'aumento dei crediti sottoposti a procedure concorsuali con conseguente perdita di valore che può comportare la cancellazione in tutto o in parte dal bilancio.

Il Gruppo adotta una policy di gestione centralizzata del credito volta a regolare la valutazione del credito dei clienti e altre attività finanziarie degli stessi, il monitoraggio dei flussi di recupero previsti, l'emissione di solleciti di pagamento, la concessione, ove ritenuto necessario o opportuno, di condizioni di credito estese, la richiesta di fidejussione bancaria o assicurativa, l'affidamento di crediti di clienti cessati a società esterne di recupero crediti e la gestione del contenzioso legale dei crediti relativi ai servizi erogati. Le condizioni di pagamento generalmente applicate alla clientela sono riconducibili alla normativa e agli standard del mercato libero; in caso di mancato pagamento si procede con l'applicazione degli interessi di mora nella misura indicata nei contratti di somministrazione e stabiliti dalla vigente normativa. Gli accantonamenti ai fondi svalutazione crediti riflettono la migliore stima dei rischi di credito.

L'inadempimento di uno o più clienti o controparti rilevanti per il Gruppo o l'eventuale aumento dei tassi di inadempimento da parte della clientela o delle controparti in generale potrebbero avere effetti negativi sulla attività e sulle prospettive del Gruppo nonché sulla loro situazione economica, patrimoniale e finanziaria.

Ulteriori informazioni sono contenute nella nota n. 13 "Obiettivi e criteri di gestione del rischio finanziario".

- **Rischi connessi alle acquisizioni poste in essere dal Gruppo**

Sebbene propedeuticamente alla finalizzazione di operazioni di acquisto di società o rami d'azienda la Società prevede lo svolgimento di attività di due diligence sull'operazione, non si può escludere che in futuro possano emergere passività non coperte dalle garanzie contrattuali e/o che i cedenti non siano in grado di far fronte a eventuali richieste di indennizzo.

- ***Rischi connessi alle perdite di valore relative all'avviamento e alle attività immateriali a vita utile definita***

A seguito delle operazioni di aggregazione aziendale perfezionate nel tempo, conformemente agli IFRS, il Gruppo ha proceduto all'iscrizione nell'attivo di avviamento relativo alle aziende acquisite, inteso come eccedenza del costo di acquisizione rispetto alle attività e passività acquisite, nonché di attività immateriali a vita utile definita, in particolare portafogli clienti gas ed energia elettrica, rivenienti dalle operazioni di aggregazione aziendale.

Qualora il contesto macroeconomico e finanziario variasse in maniera non conforme alle stime e alle ipotesi formulate in sede di valutazione o qualora il Gruppo evidenziasse in futuro un peggioramento della propria capacità di generare flussi finanziari e risultati economici rispetto alle previsioni e alle stime su cui si basano gli impairment test, potrebbe rendersi necessario apportare delle rettifiche al valore contabile delle attività immateriali iscritte nel bilancio consolidato del Gruppo, con conseguente necessità di contabilizzare a conto economico delle svalutazioni, con effetti negativi sulla attività e sulle prospettive del Gruppo nonché sulla loro situazione economica, patrimoniale e finanziaria.

Ulteriori informazioni sono contenute nella nota n. 10.1.4 "Impairment test".

- ***Rischi connessi alla mancata realizzazione o a ritardi nell'attuazione della strategia industriale***

Il Gruppo intende perseguire una strategia di crescita e sviluppo, focalizzata in particolare sui propri business di riferimento, vendita e distribuzione gas ed energia elettrica, telecomunicazioni e servizi energetici. Qualora il Gruppo non fosse in grado di realizzare efficacemente la propria strategia ovvero di realizzarla nei tempi previsti, o qualora non dovessero risultare corrette le assunzioni di base sulle quali la strategia è fondata, la capacità del Gruppo di incrementare i propri ricavi e la propria redditività potrebbe essere inficiata e ciò potrebbe avere un effetto negativo sull'attività e sulle prospettive di crescita del Gruppo, nonché sulla sua situazione economica, patrimoniale e finanziaria.

- ***Rischi di Information Technology***

Le attività di Estra e del Gruppo sono gestite attraverso complessi sistemi informativi che supportano i principali processi aziendali, sia operativi sia amministrativi e commerciali. L'inadeguatezza o il mancato aggiornamento di tali sistemi informativi rispetto alle esigenze di business, la loro eventuale indisponibilità, la non adeguata gestione degli aspetti legati all'integrità ed alla riservatezza delle informazioni, rappresentano potenziali fattori di rischio ai quali il Gruppo è esposto.

L'inadeguatezza o il mancato aggiornamento di tali sistemi informativi rispetto alle esigenze di business, la loro eventuale indisponibilità, la non adeguata gestione degli aspetti legati all'integrità e alla riservatezza delle informazioni, potrebbero comportare effetti negativi sulla attività e sulle prospettive e del Gruppo nonché sulla sua situazione economica, patrimoniale e finanziaria.

- ***Rischi di Cyber Security***

In un contesto di continua evoluzione tecnologica assume sempre più rilevanza il tema della sicurezza informatica e la connessa necessità di proteggere i sistemi informatici da attacchi che possono portare al furto, perdita o compromissione di dati e informazioni con conseguenti impatti sull'operatività aziendale e la reputazione del Gruppo.

Estra ha per questo previsto nella propria organizzazione, all'interno della struttura dei sistemi informativi, un presidio specifico dedicato alla cyber security e svolge periodiche attività di test di vulnerabilità dei sistemi.

Inoltre Estra, EstraCom e Centria hanno ottenuto la certificazione UNI CEI ISO/IEC 27001.

- ***Rischi connessi alle coperture assicurative***

Le società del Gruppo svolgono attività tali che potrebbero esporle al rischio di subire o procurare danni talvolta di difficile prevedibilità e/o quantificazione. Sebbene gli organi amministrativi ritengano di aver stipulato polizze assicurative adeguate all'attività svolta, ove si verificano eventi per qualsiasi motivo non compresi nelle coperture assicurative ovvero tali da cagionare danni aventi un ammontare eccedente le coperture medesime, le società del Gruppo sarebbero tenute a sostenere i relativi oneri con conseguenti effetti negativi sulla situazione economico, patrimoniale e finanziaria.

15. USO DI STRUMENTI FINANZIARI

Il Gruppo monitora detiene strumenti finanziari derivati rientranti nelle seguenti categorie:

- Strumenti derivati di copertura finanziaria non correnti, riferibili principalmente a contratti di Interest Rate Swap (IRS) a copertura del rischio di variazione sfavorevole dei tassi di interesse su finanziamenti a lungo termine;
- Commodity Swap stipulati con lo scopo di eseguire coperture finanziarie su indici di prezzi per i volumi venduti, al fine di limitare il rischio prezzo derivante da specifiche operazioni di acquisto gas a prezzo fisso e rivendita a prezzo variabile (o viceversa) in tempi diversi;
- Contratti a termine su commodity in acquisto o vendita che prevedono la consegna fisica del gas in esercizi successivi.

Per maggiori informazioni sugli obiettivi e criteri di gestione del rischio finanziario (Rischio di tasso d'interesse, sensitività al tasso di interesse, rischio di credito, rischio di liquidità, rischio di default e covenant) si rinvia al relativo paragrafo delle note illustrative al bilancio.

16. DICHIARAZIONE NON FINANZIARIA

Il 2018 è il secondo anno di applicazione del D. Lgs. 254/2016, che impone alcuni obblighi di disclosure delle informazioni non finanziarie per gli enti di interesse pubblico di grandi dimensioni. Estra, avendo emesso il 28 novembre 2016, un prestito obbligazionario unsecured e non convertibile presso il mercato regolamentato della Borsa di Dublino e avente caratteristiche dimensionali di dipendenti, stato patrimoniale e ricavi netti superiori alle soglie previste dall'art. 2 comma 1, è soggetto all'applicazione del Decreto Legislativo 30 dicembre 2016, n. 254. La dichiarazione di carattere non finanziario contiene le informazioni sui temi ambientali, sociali, attinenti al personale, al rispetto dei diritti umani, alla lotta contro la corruzione attiva e passiva rilevanti per la comprensione dell'andamento dell'impresa, dei suoi risultati, della sua situazione e dell'impatto della sua attività.

Il Gruppo Estra, in conformità a quanto previsto dall'articolo 5, comma 3, lettera b, del D. Lgs. 254/2016, ha predisposto la dichiarazione consolidata di carattere non finanziario che costituisce una relazione distinta rispetto a quella sulla gestione del bilancio consolidato.

La dichiarazione consolidata di carattere non finanziario 2018 redatta secondo lo standard di rendicontazione GRI standard "core", approvata dal Consiglio di Amministrazione il 17 aprile 2019, è disponibile sul sito internet del Gruppo."

17. LE PRINCIPALI CARATTERISTICHE DEL SISTEMA DI GESTIONE DEI RISCHI E DI CONTROLLO INTERNO ESISTENTI IN RELAZIONE AL PROCESSO DI INFORMATIVA FINANZIARIA, ANCHE CONSOLIDATA (INFORMATIVA AI SENSI DELL'ART. 123-BIS COMMA 2. B) DEL D.LGS 58/98)

La completezza, correttezza e tempestività dell'informativa finanziaria è assicurata dall'adozione di un sistema di controllo interno di Gruppo efficace ed efficiente, oggetto di costante miglioramento e adeguamento all'evoluzione delle attività aziendali, del quadro normativo e del contesto economico-sociale. Uno stimolo a migliorare il Sistema di Controllo Interno sull'Informativa Finanziaria è stato offerto dal legislatore con la Legge 262/05.

Il recepimento dei principi e delle regole stabilite dalla suddetta normativa costituisce per Estra un'importante opportunità di miglioramento del proprio Sistema di Controllo Interno sull'Informativa Finanziaria, al fine di renderlo costantemente monitorato, metodologicamente più definito nonché documentato, anche per consentire ai soggetti cui è affidata l'attività di controllo di effettuare le loro verifiche.

Il sistema utilizzato per la formazione dei bilanci 2018 comprende:

- l'identificazione dei controlli che risiedono nei processi gestionali a presidio dei rischi sull'informativa - finanziaria;
- la definizione dei flussi informativi che devono intercorrere tra le funzioni del Gruppo Estra e l'area Amministrazione e Bilancio;
- la codifica dei compiti, delle responsabilità e delle scadenze delle funzioni preposte alla redazione dei documenti contabili;

-le procedure che definiscono le modalità operative adottate da Estra e dalle società del gruppo per i principali processi amministrativo contabili e la redazione dei documenti contabili societari.

Come parti integranti del sistema di controllo interno nel suo complesso, devono considerarsi anche le seguenti componenti:

- il Codice Etico, contenente i principi e le regole generali che caratterizzano l'organizzazione e che risultano aderenti al contesto di business e di mercato;
- il modello di organizzazione, gestione e controllo adottato al fine di assicurare la prevenzione dei reati contemplati dal D.Lgs. 231/2001.
- Le norme che regolano l'attività della società e del gruppo in termini di HSE (qualità, ambiente e sicurezza)

La Società ha inoltre avviato un processo di definizione del modello di gestione integrata dei rischi, che si ispira a standard riconosciuti a livello internazionale in ambito di Enterprise Risk Management (ERM) sviluppati secondo il Modello di riferimento generalmente accettato a livello internazionale in ambito di controllo interno, emanato dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (noto come CoSO Report).

Tale modello di ERM è diretto a supportare la Direzione nell'individuazione dei principali rischi aziendali e delle modalità attraverso cui essi sono gestiti, nonché a definire le modalità attraverso cui organizzare il sistema dei presidi a tutela dei suddetti rischi.

18. ORGANIZZAZIONE SISTEMI INFORMATIVI

L'architettura del sistema informativo di Estra è caratterizzata da un software di ultima generazione che ha come base dati un gestionale, certificato a livello internazionale, denominato SAP con all'interno il verticale SAP-ISU per la gestione dei clienti energia (gas ed elettricità) su database standard DB2 prodotto da IBM. Il modulo SAP IS-U, consente la gestione completa di tutte le attività relative ai rapporti con i clienti (front-office, fatturazione, stampa bollette, post fatturazione, giri lettura contatori, ecc.) e, attraverso funzionalità di parametrizzazione, può essere configurato sugli specifici servizi dell'azienda.

Il sistema informativo si basa su un ERP (Enterprise Resources Planning) che integra oltre a tutte le funzioni aziendali classiche tipiche di un ERP anche le funzioni del CRM (Customer Relationship Management) ed è integrato da un programma di Business Intelligence denominato SAP-BW.

Oltre all'applicativo SAP sopra indicato sono utilizzati altri software specializzati. Un gruppo di tali software è collegato al sistema SAP tramite specifici Connettori, quale ARXIVAR, software documentale per la conservazione elettronica di documenti in entrata all'azienda e per la protocollazione.

Altri software sono interfacciati con il sistema SAP tramite tecnologia ETL (Extract, Transform, Load, si riferisce al processo di estrazione, trasformazione e caricamento dei dati tramite files), quali TLQ per la gestione dei flussi di tesoreria con gli istituti di credito, integrato con SAP o HR modulo ADP + Micronterl su piattaforma dedicata per la produzione dei cedolini e per la gestione del personale.

Nel 2018, in particolare, sono proseguiti i progetti di migrazione dati per centralizzare le procedure informatiche delle società di nuova acquisizione e sono stati portati a termine diversi progetti riguardanti adempimenti normativi (delibere dell'ARERA (ex AEEG)) sia per la società di distribuzione che per le società di vendita.

Nell'area vendita sono state completate le attività di rivisitazione dei portali istituzionali e area clienti WEB business.

Altri progetti hanno riguardato l'area contabile e controllo di gestione, il budget e pianificazione, tra cui il progetto di attivazione della fattura elettronica.

19. PERSONALE E FORMAZIONE

L'organico medio 2018, tenuto conto dei distacchi di personale, risulta pari n. 707 dipendenti. Nella tabella seguente si riporta la consistenza per categoria ed il confronto con il 2017:

Qualifica	31/12/2018	31/12/2017
Dirigenti	21	17
Impiegati e Quadri	552	515
Operai	134	112
Totale	707	644

Per il Gruppo Estra la valorizzazione delle risorse umane è un elemento fondamentale in stretta correlazione con le strategie e gli obiettivi di crescita, innovazione e sviluppo, per creare valore d'impresa e garantire elevati standard di qualità e sicurezza, nel rispetto del territorio.

In tutto ciò la formazione del personale è uno strumento di fondamentale importanza, non solo per garantire la necessaria preparazione professionale per affrontare le sfide del futuro, ma anche per favorire e mantenere un ambiente di lavoro caratterizzato da clima positivo, collaborazione e di forte identità aziendale.

Particolare attenzione viene dedicata alla formazione continua su competenze tecniche, professionali e/o manageriali, basata su obblighi legislativi e sull'analisi degli specifici fabbisogni formativi individuali e aziendali.

La formazione nel corso del 2018 ha consuntivato 29.996 ore di formazione su un ampio range di argomenti, fra cui aspetti contabili e amministrativi, sicurezza sul lavoro, Risk Management, titoli di efficienza energetica, industria 4.0 e MOGC.

Numero totale e numero medio di ore di formazione

	2018	2017
Numero totale ore di formazione	29.996	17.526
Numero medio di ore di formazione per lavoratore	43	27,21

La formazione è stata curata, per quanto riguarda l'organizzazione, dal Servizio Risorse Umane ed effettuata sia all'interno che all'esterno delle sedi aziendali, con il supporto di formatori interni/esterni, usufruendo in parte di fondi professionali.

20. QUALITÀ, AMBIENTE E SICUREZZA

Per il raggiungimento degli obiettivi prefissati in materia di qualità, ambiente e sicurezza, nel corso dell'esercizio 2018 Estra Spa e le società del gruppo Estra Energie e Estra Com, hanno finalizzato la propria attività attraverso concrete azioni di ottimizzazione del proprio sistema di gestione, adottando un Sistema Integrato a livello di società per le certificazioni UNI EN ISO 9001:2015, UNI EN ISO 14001:2015, OHSAS 18001:2007 e UNI CEI ISO/IEC 27001:2014.

Nel corso del 2018 sono stati regolarmente effettuati gli audit interni e quelli programmati per il mantenimento del sistema in essere e/o acquisizione di nuove certificazioni con esito positivo.

Nel dettaglio si riportano le certificazioni per società:

- Estra Spa - adozione di un sistema integrato per standard UNI EN ISO 9001:2015, UNI EN ISO 14001:2015; OHSAS 18001:2007 e UNI CEI ISO/IEC 27001:2014;
- Estra Energie - adozione di un sistema integrato per standard UNI EN ISO 9001:2015, UNI EN ISO 14001:2015 e OHSAS 18001:2007;
- Estra Com - adozione di un sistema integrato per standard UNI EN ISO 9001:2015, UNI EN ISO 14001:2015; OHSAS 18001:2007 e UNI CEI ISO/IEC 27001:2014;
- Centria - adozione di un sistema integrato UNI EN ISO 9001:2015; UNI EN ISO 14001:2015; Regolamento EMAS; OHSAS 18001:2007; UNI CEI ISO/IEC 27001:2014; SA 8000:2014; oltre UNI CEI EN ISO 50001:2011; UNI EN ISO 3834-2:2006; UNI 11024:2003; UNI EN ISO 15838:2010 e UNI

11200:2010; UNI ISO 55001:2015; ISO IEC 17025:2005;

- EstraClima - adozione di un sistema integrato UNI EN ISO 9001:2015; UNI EN ISO 14001:2015; OHSAS 18001:2007; oltre UNI CEI 11352:2014; Regolamento (CE) 303-2008;
- Gergas - adozione standard integrato UNI EN ISO 9001:2015, UNI EN ISO 14001:2015; OHSAS 18001:2007
- Edma Reti Gas - adozione standard integrato UNI EN ISO 9001:2015, UNI EN ISO 14001:2015; Regolamento EMAS; OHSAS 18001:2007.

Informazioni obbligatorie sul personale

Non si sono verificati:

- morti sul lavoro del personale iscritto al libro matricola, per i quali sia stata accertata definitivamente una responsabilità aziendale;
- infortuni gravi sul lavoro che abbiano comportato lesioni gravi o gravissime al personale iscritto al libro matricola per i quali sia stata accertata definitivamente una responsabilità aziendale;
- addebiti in ordine a malattie professionali su dipendenti o ex dipendenti e cause di mobbing, per i quali la società sia stata dichiarata definitivamente responsabile.

Informazioni obbligatorie sull'ambiente

Non si sono verificati

- danni causati all'ambiente per cui la società sia stata dichiarata colpevole in via definitiva;
- sanzioni o pene definitive inflitte all'impresa per reati o danni ambientali;

Informativa sulla redazione e/o aggiornamento del ex documento programmatico sulla sicurezza

Il Regolamento UE 2016/679 (c.d. GDPR, General Data Protection Regulation) in materia di protezione delle persone fisiche con riguardo al trattamento dei dati personali, nonché alla libera circolazione di tali dati, ha trovato applicazione in tutti gli Stati membri della UE dal 25 maggio 2018.

Sono stati introdotti principi di rilievo, nonché nuovi adempimenti per i titolari del trattamento quali, a titolo esemplificativo ma non esaustivo, il principio di accountability o di responsabilizzazione, il principio di privacy by design e di privacy by default, il data protection impact assessment (DPIA) o valutazione d'impatto, la verifica e notifica del data breach all'Autorità garante e la comunicazione nei casi più gravi all'interessato, la predisposizione e aggiornamento costante di un Registro dei trattamenti.

Inoltre, tenuto conto delle indicazioni dell'art 37 del GDPR, è stata valutata l'opportunità della nomina della figura del DPO conseguentemente notificata, secondo le procedure previste dal Garante Privacy, in data 25 maggio 2018.

Si evidenzia che l'attività di adeguamento e mantenimento dell'osservanza di quanto previsto nel regolamento UE 679/2016 dal successivo D.Lgs. 101/2018 è svolta tramite il supporto di apposita struttura della società Estra s.p.a. e regolata da un contratto di servizio.

21. RICERCA E SVILUPPO

L'innovazione e la ricerca nel Gruppo Estra hanno grande rilevanza nelle scelte strategiche e nella definizione dei prodotti e servizi offerti dal Gruppo.

In particolare, il Gruppo sta investendo in termini di ricerca, sviluppo ed innovazione per l'ottimizzazione, l'efficientamento operativo e l'introduzione nei propri processi e prodotti di tecnologie innovative.

Nell'esercizio 2018 il Gruppo ha proseguito l'attività di ricerca avviata negli scorsi esercizi nel settore della distribuzione gas in riferimento al quale, con la partnership di Università, Istituti di ricerca e società specializzate produttrici di software è stato intrapreso un ampio percorso di reingegnerizzazione delle attività progettuali e organizzative in prospettiva delle prossime gare d'ambito. Il progetto ha visto importanti investimenti da parte del Gruppo non solo in attività di sviluppo software ed innovazione di processo, ma anche nello sviluppo delle competenze del personale interno.

Tra le altre importanti iniziative realizzate nel 2018 si citano, E-qube, sperimentazione open meter, Marketing e Tecnologie IC, sperimentazione VLC (Visual Light Communication) e sperimentazione 5G. Maggiori informazioni sono contenute nella Dichiarazione non finanziaria consolidata 2018 cui si rinvia.

I progetti di Estra confermano l'approccio del Gruppo rivolto alla costante ricerca di nuove frontiere tecnologiche e all'innovazione nel campo delle telecomunicazioni, in un'ottica di naturale complementarità rispetto alle attività principali nel settore del gas naturale e dell'energia elettrica e di vicinanza con i territori in cui operiamo.

22. RAPPORTI CON IMPRESE CONTROLLATE, COLLEGATE, CONTROLLANTI E IMPRESE SOTTOPOSTE AL CONTROLLO DI QUESTE ULTIME

Estra e le società del Gruppo instaurano rapporti con parti correlate ispirati a principi di trasparenza e correttezza sono regolati dai contratti e condizioni normalmente applicati in tali situazioni.

Ove non si tratti di prestazioni di tipo corrente, i rapporti sono comunque regolati in base alle normali condizioni praticate sul mercato.

Le informazioni relative ai rapporti patrimoniali ed economici con le parti correlate soci e società correlate sono riportate nelle note esplicative del bilancio.

23. ALTRE INFORMAZIONI

Azioni proprie e azioni/quote di società controllanti

Il Gruppo detiene n. 500.000 azioni proprie, tramite Estra S.p.A., del valore nominale di Euro 500.000.

Il Gruppo non detiene azioni/quote di società controllanti né direttamente, né indirettamente, né per interposta persona.

Sedi societarie

Estra S.p.A. ha sede legale ed amministrativa a Prato in Via Ugo Panziera, 16 e sedi secondarie amministrative ad Arezzo in Via Iginio Cocchi, 14 e a Siena in Via Toselli 9/A.

Le sedi legali, amministrative ed operative delle società del Gruppo sono principalmente distribuite presso tali sedi.

Prato, 17 aprile 2019

p. il Consiglio di Amministrazione
Il presidente del Consiglio di Amministrazione
Francesco Macri

E.S.T.R.A. S.p.A.

Sede legale in Via Ugo Panziera, Prato (PO)
Capitale sociale € 228.334.000,00 i. v.
Codice fiscale e n. iscrizione al Registro delle Imprese di Prato 02149060978,
Rea n. 0505831

BILANCIO CONSOLIDATO AL 31 DICEMBRE 2018

ORGANI SOCIALI

Consiglio di amministrazione

Presidente Francesco Macrì
Amministratore delegato Alessandro Piazzi
Direttore Generale Paolo Abati
Consigliere Roberta De Francesco
Consigliere Chiara Sciascia

Collegio Sindacale

Athos Vestrini (Presidente)
Saverio Carlesi
Patrizia Berchiatti

Società di revisione

EY S.p.A.

Schemi di bilancio consolidato	3
1. Informazioni societarie	8
2. Principali principi contabili.....	8
3. Valutazioni discrezionali e stime contabili significative	36
4. Settori operativi.....	41
5. Gestione del capitale.....	46
6. Informazioni sul Gruppo.....	47
7. Aggregazioni e cessioni aziendali, ed acquisizioni e cessioni di interessenze di minoranza.....	49
8. Commento alle principali voci di conto economico	64
9. Commento alle principali voci di conto economico complessivo.....	75
10. Commento alle principali voci dello stato patrimoniale	76
11. Risultato per azione (base e diluito)	107
12. Garanzie e impegni.....	108
13. Obiettivi e criteri di gestione del rischio finanziario.....	108
14. Erogazioni pubbliche ricevute	114
15. Rapporti con parti correlate	114
15. Compensi agli amministratori, ai sindaci e alla società di revisione	117
16. Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio.....	118

Schemi di bilancio consolidato**Prospetto consolidato di conto economico al 31 dicembre 2018 e 2017**

Prospetto consolidato di conto economico	Note	Esercizio chiuso al 31 dicembre			
		2018		2017	
(valori in migliaia di euro)		Valore	di cui verso Parti Correlate (nota 14)	Valore	di cui verso Parti Correlate (nota 14)
Ricavi da cessione di beni e servizi	8.1.1	805.421	4.140	979.126	3.311
Altri ricavi operativi	8.1.2	37.552	773	37.378	2.070
Consumi di materie prime, sussidiarie e merci	8.2.1	(481.267)	(114)	(661.404)	(49)
Costi per servizi	8.2.2	(204.124)	(14.370)	(189.298)	(12.834)
Costi per godimento beni di terzi	8.2.3	(14.125)	(2.021)	(12.855)	(2.021)
Costi del personale	8.2.4	(36.604)	627	(34.218)	(12)
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	8.2.5	(43.264)		(42.963)	
Altri costi operativi	8.2.6	(31.760)	(93)	(31.444)	(23)
Proventi/(oneri) da gestione rischio commodity	8.3	(4.419)		150	
Quota dei proventi/(oneri) da valutazione delle partecipazioni di natura non finanziaria con il metodo del PN	8.4	558		225	
Risultato operativo		27.969	(11.058)	44.697	(9.558)
Proventi finanziari	8.5	2.113	185	3.335	207
Oneri finanziari	8.6	(15.368)	(366)	(17.548)	(409)
Utili e perdite su cambi		(2)			
Quota dei proventi/(oneri) da valutazione delle partecipazioni di natura finanziaria con il metodo del PN	8.7	427		280	
Utile ante imposte		15.139	(11.239)	30.764	(9.760)
Imposte sul reddito dell'esercizio	8.8	(5.108)		(14.320)	
Risultato netto derivante dalle attività in funzionamento		10.031	(11.239)	16.443	(9.760)
Risultato netto attività cessate / in dismissione	8.9	(2.320)		(377)	
Utile netto		7.711	(11.239)	16.066	(9.760)
Risultato di pertinenza di terzi		380		5.046	
Risultato del Gruppo		7.331		11.020	

Utile per azione

(Nota 11)

Esercizio chiuso al 31 dicembre**2018****2017**

Utile per azione base azioni ordinarie

0,03

0,05

Utile per azione diluito azioni ordinarie

0,03

0,05

Utile per azione da attività in funzionamento

(Nota 11)

Esercizio chiuso al 31 dicembre**2018****2017**

Utile per azione base azioni ordinarie

0,04

0,06

Utile per azione diluito azioni ordinarie

0,04

0,06

Le componenti di reddito derivanti da operazioni non ricorrenti ai sensi della delibera Consob numero 15519 del 27 luglio 2006, che li definisce quali "componenti di reddito (positivi e/o negativi) derivanti da eventi od operazioni il cui accadimento risulta non ricorrente ovvero da quelle operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività, sono esposti alla nota numero 8.10 "Operazioni significative non ricorrenti, atipiche e/o inusuali".

Prospetto consolidato delle altre componenti di conto economico complessivo al 31 dicembre 2018 e 2017

Prospetto consolidato delle altre componenti di conto economico complessivo (valori in migliaia di euro)	Note	31 dicembre 2018	31 dicembre 2017
Utile netto		7.711	16.066
di cui:			
<i>Risultato di pertinenza di terzi</i>		380	5.046
<i>Risultato del Gruppo</i>		7.331	11.020
Altre componenti di conto economico complessivo che saranno successivamente riclassificate nell'utile/perdita d'esercizio (al netto delle imposte)			
Variazione riserva di cash flow hedge	9.1	185	164
- <i>Utili (perdite) da valutazione dell'esercizio</i>		244	215
- <i>Imposte</i>		(59)	(52)
Quota delle altre componenti di utile complessivo di partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	9.3		131
- <i>Utili (perdite)</i>			172
- <i>Imposte</i>			(41)
Totale altre componenti di conto economico complessivo che saranno successivamente riclassificate nell'utile/perdita d'esercizio (al netto delle imposte)		185	295
Altre componenti di conto economico complessivo che non saranno successivamente riclassificate nell'utile/perdita d'esercizio (al netto delle imposte)			
Utili (perdite) attuariali	9.2	166	82
- <i>Utili (perdite) attuariali</i>		219	108
- <i>Imposte</i>		(53)	(26)
Totale altre componenti di conto economico complessivo che non saranno successivamente riclassificate nell'utile/perdita d'esercizio (al netto delle imposte):		166	82
Totale altre componenti di conto economico complessivo al netto delle imposte	9	352	377
di cui:			
<i>di competenza di Terzi</i>		1	44
<i>di competenza del Gruppo</i>		351	333
Risultato del Conto economico complessivo		8.063	16.443
di cui:			
<i>Risultato netto complessivo di pertinenza di terzi</i>		381	5.089
<i>Risultato netto complessivo del Gruppo</i>		7.682	11.354

Prospetto della situazione patrimoniale-finanziaria consolidata al 31 dicembre 2018 e 2017

Prospetto della situazione patrimoniale-finanziaria consolidata (valori in migliaia di euro)	Note	Esercizio chiuso al 31 dicembre			
		2018		2017	
		Valore	di cui verso Parti Correlate (nota 14)	Valore	di cui verso Parti Correlate (nota 14)
Attività materiali	10.1.1	84.778		82.033	
Avviamento	10.1.3	29.436		12.056	
Attività immateriali	10.1.5	396.448		352.277	
Partecipazioni	10.1.6	22.217	22.217	29.523	29.523
Altre attività finanziarie non correnti	10.1.7	12.769	5.087	9.560	4.560
Altre attività non correnti	10.1.8	4.713		4.585	
Attività per imposte anticipate	10.1.9	27.295		25.353	
ATTIVITA' NON CORRENTI		577.657	27.304	515.387	34.083
Rimanenze	10.2.1	8.674		22.690	
Crediti commerciali	10.2.2	351.022	10.587	294.030	14.303
Crediti tributari	10.2.3	19.881		35.777	
Altre attività correnti	10.2.4	20.006		19.986	
Altre attività finanziarie correnti	10.2.5	17.422		12.259	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	10.2.6	228.693		229.774	
ATTIVITA' CORRENTI		645.698	10.587	614.516	14.303
Attività destinate alla vendita	10.2.7	930	930	2.350	2.350
TOTALE ATTIVITA'		1.224.285	38.821	1.132.253	50.736
Capitale sociale		228.334		228.334	
Riserve		61.082		62.580	
Utile (Perdita) di esercizio per il gruppo		7.331		11.020	
Totale Patrimonio Netto di gruppo		296.747		301.934	
Capitale e riserve di pertinenza di terzi		28.125		24.940	
Utile (Perdita) di pertinenza di terzi		380		5.046	
Totale Patrimonio Netto di pertinenza di terzi		28.505		29.986	
TOTALE PATRIMONIO NETTO	10.3	325.253		331.920	
Fondi per rischi ed oneri	10.4.1	9.869		11.350	
Trattamento di fine rapporto	10.4.2	7.242		7.605	
Quota non corrente di finanziamenti a M/L termine	10.4.3	373.077	9.675	368.240	11.110
Passività per imposte differite	10.4.4	41.834		38.667	
Altre passività non correnti	10.4.5	1.721		767	
Passività contrattuali		14.732			
PASSIVITA' NON CORRENTI		448.474	9.675	426.629	11.110
Quota corrente mesi di finanziamenti a M/L termine	10.4.3	104.780	1.435	67.263	1.435
Debiti finanziari a breve termine	10.5.1	10.528		10.322	
Debiti commerciali	10.5.2	250.364	6.295	209.824	5.165
Passività contrattuali		1.165			
Debiti tributari	10.5.3	15.283		21.833	
Altre passività correnti	10.5.4	47.343		51.236	
Altre passività finanziarie correnti	10.5.4	20.814		13.131	
PASSIVITA' CORRENTI		450.278	7.730	373.609	6.600
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	10.2.7	280	280	95	95
TOTALE PASSIVITA' e Patrimonio Netto		1.224.285	17.685	1.132.253	17.805

Prospetto delle variazioni di patrimonio netto consolidato al 31 dicembre 2018 e 2017

Prospetto delle variazioni di patrimonio netto consolidato (Nota 10.3) (in migliaia di Euro)	Capitale Sociale	Riserva da sovrapprezzo	Riserva legale	Riserva di Cash Flow Hedge	Riserva IAS 19	Altre riserve	Risultato netto del Gruppo	Patrimonio del Gruppo	Patrimonio di Terzi	Patrimonio Complessivo
Saldi 31 dicembre 2015	205.500	6.510	6.141	(1.842)	380	7.740	34.069	258.499	11.800	270.299
Destinazione utile 2015										
- <i>Utile consolidato esercizio precedente</i>			738			23.347	(24.085)			
- <i>Dividendi</i>							(9.984)	(9.984)	(831)	(10.815)
Acquisto Prometeo mediante cessione parziale Estra Energie					(6)	14.003		13.997	32.205	46.201
Altri movimenti					5	(34)		(29)	11	(18)
Risultato del conto economico							11.016	11.016	4.033	15.049
Altre componenti del conto economico complessivo				(25)	(170)			(195)	(3)	(198)
Saldi 31 dicembre 2016	205.500	6.510	6.879	(1.868)	209	45.056	11.016	273.302	47.218	320.521
Destinazione utile 2016										
- <i>Utile consolidato esercizio precedente</i>			771			(629)	(142)			
- <i>Dividendi</i>							(10.874)	(10.874)	(3.709)	(14.583)
Conferimento da Viva Servizi S.p.A. in aumento di capitale sociale di Estra	22.834	19.646			(49)	(12.734)		29.697	(9.449)	20.248
Conferimento da Offida in aumento di capitale sociale di Centria						727		727	343	1.070
Acquisizione di interessenze di minoranza in società già controllate					(4)	(9.550)		(9.554)	(6.977)	(16.531)
Cessione di quote di società controllate senza perdita di controllo						302		302	3.468	3.770
Acquisto del controllo in società già partecipate				(1.034)				(1.034)		(1.034)
Estinzione derivato di cash flow hedge				2.010				2.010		2.010
Altri movimenti						1.006		1.006	(999)	7
Quota del risultato di conto economico complessivo acquisita per variazione di interessenze in società controllate					15	4.984		4.999	(4.999)	
Risultato del conto economico							11.020	11.020	5.046	16.066
Altre componenti del conto economico complessivo				293	40			333	44	377
Saldi 31 dicembre 2017	228.334	26.156	7.650	(599)	211	29.162	11.020	301.934	29.986	331.920
Prima applicazione IFRS 9						(1.361)		(1.361)	(322)	(1.683)
Saldi 31 dicembre 2017 Riesposto	228.334	26.156	7.650	(598)	210	27.803	11.020	300.575	29.664	330.238
Destinazione utile 2017										
- <i>Utile consolidato esercizio precedente</i>			889			(2.042)	1.153	(12.173)	(996)	(13.170)
- <i>Dividendi</i>										
Altri movimenti						664		664	(543)	121
Risultato del conto economico							7.331	7.331	380	7.711
Altre componenti del conto economico complessivo				184	166			351	1	352
Saldi 31/12/18	228.334	26.156	8.539	(414)	377	26.425	7.331	296.747	28.505	325.253

Rendiconto finanziario consolidato al 31 dicembre 2018 e 2017

Rendiconto finanziario consolidato	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2018	2017
(valori in migliaia di euro)		
Utile (perdita) dell'esercizio	7.711	16.066
Imposte sul reddito	5.108	14.320
Interessi passivi (attivi)	13.255	14.213
Utile dell'esercizio prima delle imposte ed interessi	26.074	44.599
Ammortamenti delle attività materiali ed immateriali	34.902	31.440
Svalutazioni delle attività materiali ed immateriali	10	1.745
Quota di competenza dei contributi conto impianti	(621)	(66)
Variazione di fair value iscritto nel risultato operativo	2.757	150
Svalutazioni (rivalutazioni) di partecipazioni	(985)	(563)
Svalutazioni (rivalutazioni) di attività destinate alla vendita / dismissione	2.320	377
Accantonamento a TFR	182	311
Accantonamenti /(Riversamenti) Fondi rischi ed altri accantonamenti	(748)	(261)
Flusso finanziario prima delle variazioni del capitale circolante netto e delle altre attività e passività	63.890	77.733
Variazione dei crediti commerciali	(48.013)	27.861
Variazione delle rimanenze	14.016	(7.118)
Variazione dei debiti commerciali	30.956	15.140
Variazione delle altre attività e passività correnti	(3.628)	11.393
Variazione dei crediti e debiti tributari	6.458	(1.305)
Variazione TFR (al netto dell'accantonamento)	(560)	(143)
Flusso finanziario dopo le variazioni del capitale circolante netto e altre variazioni	63.120	123.561
Interessi incassati	2.113	3.335
Interessi pagati	(13.364)	(16.152)
Imposte pagate	(12.385)	(19.970)
Utilizzo dei fondi	(765)	(677)
A Flusso finanziario dell'attività operativa	38.720	90.096
Di cui verso Parti Correlate	(6.385)	(20.563)
Investimenti in attività materiali	(9.136)	(5.054)
Investimenti in attività immateriali	(30.586)	(20.541)
Disinvestimenti in attività materiali ed immateriali	355	10.191
(Investimenti)/Disinvestimenti in partecipazioni	1.338	(23.596)
Dividendi incassati da società valutate con il metodo del patrimonio netto	581	-
(Investimenti)/Disinvestimenti in attività destinate alla vendita / dismissione	(715)	(1.775)
(Acquisizione) o cessione di società controllate al netto delle disponibilità liquide	(30.068)	(6.386)
Altre variazioni da attività di investimento	(115)	199
B Flusso finanziario dell'attività di investimento	(68.345)	(46.962)
Di cui verso Parti Correlate	581	-
Incremento (decremento) di attività e passività finanziarie non correnti	(898)	(402)
Incremento (decremento) di attività e passività finanziarie correnti	55	(3.747)
Incremento (decremento) di altre attività e passività non correnti	2.006	(4.652)
Incremento (decremento) debiti a breve verso banche	69	(106.968)
Accensione finanziamenti bancari	162.000	107.000
Rimborso di finanziamenti bancari	(86.318)	(85.011)
Riacquisto prestiti obbligazionari	(32.200)	-
Rimborso Finanziamenti Soci	(1.435)	(1.435)
Rimborso altri finanziatori	(322)	(6.814)
Spese di accensione finanziamenti	(1.244)	(302)
Effetti sulle disponibilità monetarie dei conferimenti	-	4.318
Pagamento Dividendi ai soci della Capogruppo	(12.173)	(10.873)
Pagamento Dividendi ai Terzi	(996)	(3.709)
C Flusso finanziario dell'attività di finanziamento	28.545	(112.595)
Di cui verso Parti Correlate	(1.962)	1.507
Incremento (decremento) delle disponibilità liquide (A+B+C)	(1.081)	(69.461)
E Disponibilità liquide al 1 gennaio	229.774	299.235
F Disponibilità liquide al 31 dicembre	228.693	229.774

1. Informazioni societarie

Estra S.p.A. Energia Servizi Territorio Ambiente, in forma abbreviata “Estra S.p.A.” (di seguito anche “ESTRA” o “Estra”) è una società per azioni iscritta al registro delle imprese di Prato, con sede legale e amministrativa in Via Ugo Panziera, 16 a Prato e sedi amministrative in Via Toselli, 9/a a Siena ed in Via Iginio Cocchi, 14 ad Arezzo.

Le attività della Società e delle sue controllate sono descritte nella nota [Settori operativi](#), mentre nella nota [Informazioni sul Gruppo](#) sono presentate le informazioni sulla struttura del Gruppo. Le informazioni sui rapporti del Gruppo con le altre parti correlate sono presentate nella nota [Rapporti con parti correlate](#).

Il bilancio per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2018 è stato proposto per l'approvazione nel Consiglio di Amministrazione della Società in data 12/04/2019.

2. Principali principi contabili

2.1 Principi di redazione

Il bilancio consolidato del Gruppo è stato predisposto in accordo con gli International Financial Reporting Standards (IFRS) emessi dall'International Accounting Standards Board (IASB) e omologati dalla Commissione Europea, integrati dalle relative interpretazioni dell'International Financial Reporting Standards Interpretations Committee (Ifrs Ic), precedentemente denominato Standing Interpretations Committee (Sic), nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art.9 del decreto legislativo n. 38/2005.

Il bilancio consolidato è presentato in migliaia di euro e tutti i valori sono arrotondati alle migliaia di euro, se non altrimenti indicato.

Il principio generale adottato nella predisposizione del presente bilancio consolidato è quello del costo, ad eccezione delle attività e passività legate al trading e degli strumenti derivati, valutati a fair value.

La preparazione del bilancio consolidato ha richiesto l'uso di stime da parte del management; le principali aree caratterizzate da valutazioni ed assunzioni di particolare significatività, unitamente a quelle con effetti rilevanti sulle situazioni presentate, sono riportate nel paragrafo “Stime contabili significative”.

2.2 Schemi di bilancio

Lo schema utilizzato per il conto economico è “a scalare” con le singole voci analizzate per natura. Si ritiene che tale esposizione, seguita anche dai principali competitor ed in linea con la prassi internazionale, sia quella che meglio rappresenta i risultati aziendali.

Il conto economico complessivo viene presentato, come consentito dallo Ias 1 revised, in un documento separato rispetto al conto economico, distinguendo fra componenti riclassificabili e non riclassificabili a conto economico. Le altre componenti del conto economico complessivo sono evidenziate in modo separato anche nel prospetto delle variazioni di patrimonio netto.

Lo schema della situazione patrimoniale-finanziaria evidenzia la distinzione tra attività e passività, correnti e non correnti come di seguito meglio indicato. Il rendiconto finanziario è redatto secondo il metodo indiretto, come consentito dallo Ias 7.

I prospetti, come descritto nella successiva nota 2.5, hanno subito modifiche per effetto della applicazione dei nuovi Standard. In particolare, nello stato patrimoniale sono state aggiunte le voci “Passività contrattuali” correnti e non correnti per effetto della riclassifica dei contributi per allacciamento gas da immobilizzazioni immateriali (Beni in concessione contabilizzati in accordo all'IFRIC 12) a “Passività contrattuali” correnti e non correnti in applicazione del principio di nuova adozione IFRS 15, come descritto nel seguito. Il Gruppo ha optato per la prima adozione del suddetto standard in maniera retrospettiva modificata il che comporta una diversa presentazione delle voci dell'esercizio corrente rispetto a quello comparativo; si rinvia alla successiva nota “Principi contabili, emendamenti ed interpretazioni applicati dal 1° gennaio 2018” per una più dettagliata descrizione degli impatti derivanti dall'adozione dell'IFRS15 sulla presentazione delle voci di bilancio.

Si segnala, inoltre, che a partire dall'esercizio 2018 i costi di trasporto e dispacciamento di energia elettrica (Euro 54.812 migliaia) sono stati riclassificati dai costi per acquisto di materie prime ai costi per servizi. Ai fini di una migliore comparazione con i dati relativi all'esercizio precedente, si è provveduto alla medesima riclassifica sui dati di confronto al 31 dicembre 2017 (Euro 55.385 migliaia).

2.3 Principi di consolidamento

Il bilancio consolidato comprende i bilanci di Estra S.p.A e delle sue controllate al 31 dicembre 2018 e 2017.

Il controllo si ottiene quando il Gruppo è esposto o ha diritto a rendimenti variabili, derivanti dal proprio rapporto con l'entità oggetto di investimento e, nel contempo, ha la capacità di incidere su tali rendimenti esercitando il proprio potere su tale entità.

Specificatamente, il Gruppo controlla una partecipata se, e solo se, il Gruppo ha:

- il potere sull'entità oggetto di investimento (ovvero detiene validi diritti che gli conferiscono la capacità attuale di dirigere le attività rilevanti dell'entità oggetto di investimento);
- l'esposizione o i diritti a rendimenti variabili derivanti dal rapporto con l'entità oggetto di investimento;
- la capacità di esercitare il proprio potere sull'entità oggetto di investimento per incidere sull'ammontare dei suoi rendimenti.

Generalmente, vi è la presunzione che la maggioranza dei diritti di voto comporti il controllo. A supporto di tale presunzione e quando il Gruppo detiene meno della maggioranza dei diritti di voto (o diritti simili), il Gruppo considera tutti i fatti e le circostanze rilevanti per stabilire se controlla l'entità oggetto di investimento, inclusi:

- Accordi contrattuali con altri titolari di diritti di voto;
- Diritti derivanti da accordi contrattuali;
- Diritti di voto e diritti di voto potenziali del Gruppo.

Il Gruppo riconsidera se ha o meno il controllo di una partecipata se i fatti e le circostanze indicano che ci siano stati dei cambiamenti in uno o più dei tre elementi rilevanti ai fini della definizione di controllo. Il consolidamento di una controllata inizia quando il Gruppo ne ottiene il controllo e cessa quando il Gruppo perde il controllo stesso. Le attività, le passività, i ricavi ed i costi della controllata acquisita o ceduta nel corso dell'esercizio sono inclusi nel bilancio consolidato dalla data in cui il Gruppo ottiene il controllo fino alla data in cui il Gruppo non esercita più il controllo sulla società.

L'utile (perdita) d'esercizio e ciascuna delle altre componenti di conto economico complessivo sono attribuite ai soci della controllante e alle partecipazioni di minoranza, anche se ciò implica che le partecipazioni di minoranza abbiano un saldo negativo. Quando necessario, vengono apportate le opportune rettifiche ai bilanci delle controllate, al fine di garantire la conformità alle politiche contabili del gruppo. Tutte le attività e passività, il patrimonio netto, i ricavi, i costi e i flussi finanziari infragruppo relativi a operazioni tra entità del gruppo sono eliminati completamente in fase di consolidamento.

Le variazioni nelle quote di partecipazione in una società controllata che non comportano la perdita di controllo sono contabilizzate a patrimonio netto.

Se il Gruppo perde il controllo di una controllata, deve eliminare le relative attività (incluso l'avviamento), passività, le interessenze delle minoranze e le altre componenti di patrimonio netto, mentre l'eventuale utile o perdita è rilevato a conto economico. La quota di partecipazione eventualmente mantenuta viene rilevata al fair value. Analogamente in caso di acquisto del controllo, l'eventuale quota già detenuta verrà rivalutata al corrispondente fair value con l'eventuale utile o perdita è rilevato a conto economico.

2.4 Sintesi dei principali principi contabili

a) Aggregazioni aziendali e avviamento

Le aggregazioni aziendali sono contabilizzate utilizzando il metodo dell'acquisizione. Il costo di un'acquisizione è determinato come somma del corrispettivo trasferito, misurato al fair value alla data di acquisizione, e dell'importo della partecipazione di minoranza nell'acquisita. Per ogni aggregazione aziendale, il Gruppo definisce se misurare la partecipazione di minoranza nell'acquisita al fair value oppure in proporzione alla quota della partecipazione di minoranza nelle attività nette identificabili dell'acquisita. I costi di acquisizione sono spesati nell'esercizio e classificati tra le spese amministrative.

Quando il Gruppo acquisisce un business, classifica o designa le attività finanziarie acquisite o le passività assunte in accordo con i termini contrattuali, le condizioni economiche e le altre condizioni pertinenti in essere alla data di acquisizione. Ciò include la verifica per stabilire se un derivato incorporato debba essere separato dal contratto primario.

Se l'aggregazione aziendale è realizzata in più fasi, la partecipazione precedentemente detenuta è ricondotta al fair value alla data di acquisizione e l'eventuale utile o perdita risultante è rilevata nel conto economico.

L'eventuale corrispettivo potenziale da riconoscere è rilevato dall'acquirente al fair value alla data di acquisizione. La variazione del fair value del corrispettivo potenziale classificato come attività o passività, quale strumento finanziario che sia nell'oggetto dello IAS 39 Strumenti finanziari: rilevazione e valutazione, deve essere rilevata nel conto economico.

L'avviamento è inizialmente rilevato al costo rappresentato dall'eccedenza dell'insieme del corrispettivo corrisposto e dell'importo iscritto per le interessenze di minoranza rispetto alle attività nette identificabili acquisite e le passività assunte dal Gruppo. Se il fair value delle attività nette acquisite eccede l'insieme del corrispettivo corrisposto, il Gruppo verifica nuovamente se ha identificato correttamente tutte le attività acquisite e tutte le passività assunte e rivede le procedure utilizzate per determinare gli ammontari da rilevare alla data di acquisizione. Se dalla nuova valutazione emerge ancora un fair value delle attività nette acquisite superiore al corrispettivo, la differenza (utile) viene rilevata a conto economico.

Dopo la rilevazione iniziale, l'avviamento è valutato al costo al netto delle perdite di valore accumulate. Al fine della verifica per riduzione di valore (impairment), l'avviamento acquisito in un'aggregazione aziendale è allocato, dalla data di acquisizione, a ciascuna unità generatrice di flussi di cassa del Gruppo che si prevede benefici delle sinergie dell'aggregazione, a prescindere dal fatto che altre attività o passività dell'entità acquisita siano assegnate a tali unità.

Se l'avviamento è stato allocato a un'unità generatrice di flussi finanziari e l'entità dismette parte delle attività di tale unità, l'avviamento associato all'attività dismessa è incluso nel valore contabile dell'attività quando si determina l'utile o la perdita della dismissione. L'avviamento associato con l'attività dismessa è determinato sulla base dei valori relativi dell'attività dismessa e della parte mantenuta dell'unità generatrice di flussi finanziari.

b) Partecipazioni in collegate e joint venture

Una collegata è una società sulla quale il Gruppo esercita un'influenza notevole. Per influenza notevole si intende il potere di partecipare alla determinazione delle politiche finanziarie e gestionali della partecipata senza averne il controllo o il controllo congiunto.

Una joint venture è un accordo a controllo congiunto nel quale le parti che detengono il controllo congiunto vantano diritti sulle attività nette dell'accordo. Per controllo congiunto si intende la condivisione su base contrattuale del controllo di un accordo, che esiste unicamente quando le decisioni sulle attività rilevanti richiedono un consenso unanime di tutte le parti che condividono il controllo.

Le considerazioni fatte per determinare l'influenza notevole o il controllo congiunto sono simili a quelle necessarie a determinare il controllo sulle controllate.

Le partecipazioni del Gruppo in società collegate e joint venture sono valutate con il metodo del patrimonio netto.

Con il metodo del patrimonio netto, la partecipazione in una società collegata o in una joint venture è inizialmente rilevata al costo. Il valore contabile della partecipazione è aumentato o diminuito per rilevare la quota di pertinenza della partecipante degli utili e delle perdite della partecipata realizzati dopo la data di acquisizione. L'avviamento afferente alla collegata od alla joint venture è incluso nel valore contabile della partecipazione e non è soggetto ad una verifica separata di perdita di valore (impairment).

Il prospetto dell'utile/(perdita) d'esercizio riflette la quota di pertinenza del Gruppo del risultato d'esercizio della società collegata o della joint venture. Ogni cambiamento nelle altre componenti di conto economico complessivo relativo a queste partecipate è presentato come parte del conto economico complessivo del Gruppo. Inoltre, nel caso in cui una società collegata o una joint venture rilevi una variazione con diretta imputazione al patrimonio netto, il Gruppo rileva la sua quota di pertinenza, ove applicabile, nel prospetto delle variazioni nel patrimonio netto. Gli utili e le perdite non realizzate derivanti da transazioni tra il Gruppo e società collegate o joint venture, sono eliminati in proporzione alla quota di partecipazione nelle collegate o joint venture.

La quota aggregata di pertinenza del Gruppo del risultato d'esercizio delle società collegate e delle joint venture rappresenta il risultato al netto delle imposte e delle quote spettanti agli altri azionisti della collegata o della joint venture ed è rilevata nel prospetto di Conto Economico prima o dopo il risultato operativo in funzione della correlazione esistente tra le attività della partecipata e quelle dell'entità che predispone il bilancio.

Il bilancio delle società collegate e della joint venture è predisposto alla stessa data di chiusura del bilancio del Gruppo. Ove necessario, il bilancio è rettificato per uniformarlo ai principi contabili di Gruppo.

Successivamente all'applicazione del metodo del patrimonio netto, il Gruppo valuta se sia necessario riconoscere una perdita di valore della propria partecipazione nelle società collegate o joint venture. Il Gruppo valuta a ogni data di bilancio se vi siano evidenze obiettive che le partecipazioni nelle società collegate o joint venture abbiano subito una perdita di valore. In tal caso, il Gruppo calcola l'ammontare della perdita come differenza tra il valore recuperabile della collegata o della joint venture e il valore di iscrizione della stessa nel proprio bilancio, rilevando tale differenza nel prospetto di Conto Economico nella voce "quota di pertinenza del risultato di società collegate e joint venture".

All'atto della perdita dell'influenza notevole su una società collegata o del controllo congiunto su una joint venture, il Gruppo valuta e rileva la partecipazione residua al fair value. La differenza tra il valore di carico della partecipazione alla data di perdita dell'influenza notevole o del controllo congiunto e il fair value della partecipazione residua e dei corrispettivi ricevuti è rilevata nel conto economico.

c) Classificazione corrente / non corrente

Le attività e passività nel bilancio del Gruppo sono classificate secondo il criterio corrente/non corrente.

Un'attività è corrente quando:

- si suppone che sia realizzata, oppure è posseduta per la vendita o il consumo, nel normale svolgimento del ciclo operativo;
- è detenuta principalmente con la finalità di negoziarla;
- si suppone che sia realizzata entro dodici mesi dalla data di chiusura dell'esercizio; o
- è costituita da disponibilità liquide o mezzi equivalenti a meno che non sia vietato scambiarla o utilizzarla per estinguere una passività per almeno dodici mesi dalla data di chiusura dell'esercizio.

Una passività è corrente quanto:

- è previsto che si estingua nel suo normale ciclo operativo;
- è detenuta principalmente con la finalità di negoziarla;
- deve essere estinta entro dodici mesi dalla data di chiusura dell'esercizio; o
- l'entità non ha un diritto incondizionato a differire il regolamento della passività per almeno dodici mesi dalla data di chiusura dell'esercizio.

Attività e passività per imposte anticipate e differite sono classificate tra le attività e le passività non correnti.

d) Valutazione del fair value

Il Gruppo valuta gli strumenti finanziari quali i derivati e i contratti a termine di trading su commodity, al fair value ad ogni chiusura di bilancio. Sono di seguito riepilogate le note relative al fair value degli strumenti finanziari e quelle in cui viene presentata informativa sui fair value:

- Tecniche di valutazione, valutazioni discrezionali e stime contabili significative: nota [Valutazioni discrezionali e stime contabili significative](#);
- Informativa quantitativa sulla gerarchia di valutazione del fair value: nota [Strumenti finanziari e valutazioni al fair value](#);
- Strumenti finanziari (compresi quelli valutati al costo ammortizzato): nota [Strumenti finanziari e valutazioni al fair value](#).

Il fair value è il prezzo che si percepirebbe per la vendita di un'attività, o che si pagherebbe per il trasferimento di una passività, in una regolare operazione tra operatori di mercato alla data di valutazione. Una valutazione del fair value suppone che l'operazione di vendita dell'attività o di trasferimento della passività abbia luogo:

- nel mercato principale dell'attività o passività;
oppure
- in assenza di un mercato principale, nel mercato più vantaggioso per l'attività o passività.

Il mercato principale o il mercato più vantaggioso devono essere accessibili per il Gruppo.

Il fair value di un'attività o passività è valutato adottando le assunzioni che gli operatori di mercato utilizzerebbero nella determinazione del prezzo dell'attività o passività, presumendo che gli stessi agiscano per soddisfare nel modo migliore il proprio interesse economico.

Una valutazione del fair value di un'attività non finanziaria considera la capacità di un operatore di mercato di generare benefici economici impiegando l'attività nel suo massimo e migliore utilizzo o vendendola a un altro operatore di mercato che la impiegherebbe nel suo massimo e miglior utilizzo.

Il Gruppo utilizza tecniche di valutazione che sono adatte alle circostanze e per le quali vi sono sufficienti dati disponibili per valutare il fair value, massimizzando l'utilizzo di input osservabili rilevanti e minimizzando l'uso di input non osservabili.

Tutte le attività e passività per le quali il fair value viene valutato o esposto in bilancio sono categorizzate in base alla gerarchia del fair value, come di seguito descritta:

- Livello 1 - i prezzi quotati (non rettificati) in mercati attivi per attività o passività identiche a cui l'entità può accedere alla data di valutazione;
- Livello 2 – Input diversi dai prezzi quotati inclusi nel Livello 1, osservabili direttamente o indirettamente per l'attività o per la passività;
- Livello 3 – tecniche di valutazione per le quali i dati di input non sono osservabili per l'attività o per la passività.

La valutazione del fair value è classificata interamente nello stesso livello della gerarchia del fair value in cui è classificato l'input di più basso livello di gerarchia utilizzato per la valutazione.

Per le attività e passività rilevate nel bilancio al fair value su base ricorrente, il Gruppo determina se siano intervenuti dei trasferimenti tra i livelli della gerarchia rivedendo la categorizzazione (basata sull'input di livello più basso, che è significativo ai fini della valutazione del fair value nella sua interezza) ad ogni chiusura di bilancio.

Il Gruppo determina i criteri e le procedure sia per le valutazioni del fair value ricorrenti, quali i derivati e i contratti a termine di trading su commodity, sia per le valutazioni non ricorrenti, quali le attività cessate destinate alla vendita.

Ai fini dell'informativa relativa al fair value, il Gruppo determina le classi di attività e passività sulla base della natura, caratteristiche e rischi dell'attività o della passività ed il livello della gerarchia del fair value come precedentemente illustrato.

e) Ricavi provenienti da contratti con clienti

Il Gruppo ESTRA opera principalmente nei settori della vendita gas ed energia elettrica e nel settore della distribuzione gas.

Il Gruppo considera se ci sono altre promesse nel contratto che rappresentano obbligazioni di fare sulle quali una parte del corrispettivo della transazione deve essere allocato (ad esempio garanzie, piani fedeltà alla clientela). Nel determinare il prezzo della transazione di vendita, il Gruppo considera gli effetti derivanti dalla presenza di corrispettivo variabile, di componenti di finanziamento significative, di corrispettivi non monetari e di corrispettivi da pagare al cliente (se presenti).

Se il corrispettivo promesso nel contratto include un importo variabile, il Gruppo stima l'importo del corrispettivo al quale avrà diritto in cambio al trasferimento dei beni al cliente.

Il corrispettivo variabile è stimato al momento della stipula del contratto e non ne è possibile la rilevazione fino a quando non sia altamente probabile che quando successivamente sarà risolta l'incertezza associata al corrispettivo variabile, non si debba rilevare una significativa rettifica in diminuzione all'importo dei ricavi cumulati che sono stati contabilizzati.

Al fine di riconoscere i ricavi devono essere rispettati anche i seguenti criteri specifici di rilevazione:

i) Vendita di beni

Il ricavo è riconosciuto quando l'impresa ha trasferito all'acquirente il controllo del bene, generalmente alla data di consegna dei beni.

I ricavi per la vendita di energia elettrica e gas sono riconosciuti e contabilizzati al momento dell'erogazione della fornitura, rilevata in base ai prefissati calendari di lettura del consumo, e a fine esercizio comprendono la stima per la fornitura di gas e energia elettrica erogati ai clienti finali e non ancora fatturati al 31 dicembre. I ricavi per vendita di energia elettrica e gas sono riconosciuti e contabilizzati al momento dell'erogazione e comprendono lo stanziamento per erogazioni effettuate, ma non ancora fatturate.

ii) Prestazione di servizi

I ricavi per la distribuzione sono riconosciuti sulla base delle tariffe riconosciute dall'ARERA, e sono oggetto di perequazioni a fine esercizio per riflettere secondo il criterio della competenza la retribuzione riconosciuta dall'Autorità a fronte degli investimenti effettuati.

I ricavi per prestazioni di servizi sono riconosciuti sulla base dell'avvenuta prestazione, in accordo con i relativi contratti.

iii) Ricavi derivanti da attività di trading

I ricavi derivanti da attività di trading di gas naturale sono rilevati secondo le seguenti tipologie:

- I ricavi derivanti da operazioni di trading che soddisfano la cosiddetta "own use exception", sono rilevati al momento dell'erogazione ed esposti separatamente dai costi di acquisto gas relativi;
- I ricavi derivanti da operazioni di trading che non soddisfano la cosiddetta "own use exception" ma che prevedono la consegna fisica del gas naturale venduto. In tali circostanze il Gruppo ottiene il controllo del gas solo temporaneamente e strumentalmente alla conclusione di contratti. Le operazioni sono poste in essere con controparti diverse, verso le quali si mantiene un distinto rischio di credito. Peraltro, il corrispettivo riconosciuto al Gruppo in questi contratti è determinato al fine di massimizzare il margine derivante all'operazione nel suo complesso. Tali ricavi vengono contabilizzati al netto dei relativi costi d'acquisto nella voce di conto economico "oneri e proventi da gestione rischio commodity"

Gli impegni in vendita e in acquisto in essere alla data di reporting, per i quali il delivery del gas fisico non è ancora avvenuto, sono inoltre valorizzati al "fair value through profit & loss" in conformità allo IFRS 9, ed esposti nel conto economico nella voce denominata "oneri e proventi da gestione rischio commodity". Si veda in tal senso anche la nota n) strumenti derivati.

iv) Attività contrattuali

L'attività da contratto rappresenta il diritto dell'entità ad ottenere il corrispettivo pattuito a fronte del trasferimento del controllo dei beni o servizi al cliente.

Se il Gruppo adempie l'obbligazione trasferendo beni o servizi al cliente prima che quest'ultimo paghi il corrispettivo o prima che il pagamento sia dovuto, l'entità deve iscrivere un'attività derivante da contratto, ad esclusione degli importi presentati come crediti.

v) Crediti commerciali

Un credito rappresenta per il Gruppo il diritto incondizionato a ricevere il corrispettivo (vale a dire, è necessario solo che decorra il tempo affinché si ottenga il pagamento del corrispettivo). Si rimanda al paragrafo dei principi nella sezione p) Strumenti finanziari – rilevazione iniziale e successiva valutazione.

vi) Passività contrattuali

La passività contrattuale è un'obbligazione a trasferire al cliente beni o servizi per i quali il Gruppo ha già ricevuto il corrispettivo (o per i quali una quota del corrispettivo è dovuto). Se il cliente paga il corrispettivo prima che il Gruppo gli abbia trasferito il controllo dei beni o servizi, la passività derivante da contratto è rilevata quando il pagamento viene effettuato o (se precedente) quando è dovuto. Le passività derivanti da contratto sono rilevate come ricavi quando il Gruppo soddisfa le obbligazioni di fare nel relativo contratto.

vii) Costi per l'ottenimento di un contratto

Il Gruppo paga delle commissioni per l'acquisizione di contratti tramite canali di vendita indiretta. L'IFRS 15 richiede che vengano soddisfatti determinati criteri per rilevare tra le attività i costi incrementali per l'ottenimento di un contratto e dei costi sostenuti per dare esecuzione al contratto con il cliente. Eventuali costi per l'ottenimento di contratti capitalizzati devono essere ammortizzati su base sistematica coerentemente con il trasferimento da parte dell'entità dei beni o servizi al cliente. I costi incrementali per l'ottenimento di un contratto e costi per dare esecuzione al contratto rilevati come attività secondo IFRS 15.128 e sono separatamente indicati i saldi di chiusura delle attività e l'importo degli ammortamenti e delle eventuali perdite per riduzione di valore rilevate nell'esercizio. Tuttavia, l'IFRS 15 non si esprime circa la classificazione di tale attività e il relativo ammortamento. In assenza di un principio che si occupa specificamente della classificazione e presentazione dei costi per l'ottenimento del contratto, il Gruppo ha considerato i principi generali dello IAS 8 per selezionare un trattamento contabile appropriato. Nello sviluppo di tale principio i costi incrementali per l'ottenimento di un contratto e i costi sostenuti per dare esecuzione al contratto, devono essere considerati separatamente ai fini della presentazione in bilancio.

Il Gruppo ha scelto una classe distinta di attività immateriali nel prospetto della situazione patrimoniale-finanziaria e il relativo ammortamento nella stessa voce relativa all'ammortamento delle attività immateriali rientranti nell'ambito di applicazione dello IAS 38 - Attività immateriali.

f) Interessi attivi

Per tutti gli strumenti finanziari valutati al costo ammortizzato e le attività finanziarie fruttifere classificate come disponibili per la vendita, gli interessi attivi sono rilevati utilizzando il tasso di interesse effettivo (TIE), che è il tasso che precisamente attualizza gli incassi futuri, stimati lungo la vita attesa dello strumento finanziario o su un periodo più breve, quando necessario, rispetto al valore netto contabile dell'attività finanziaria. Gli interessi attivi sono classificati tra i proventi finanziari nel prospetto di Conto Economico.

g) Dividendi

I dividendi sono rilevati quando sorge il diritto del Gruppo a ricevere il pagamento, che in genere corrisponde al momento in cui l'Assemblea degli azionisti ne approva la distribuzione.

h) Contributi pubblici

I contributi pubblici sono rilevati quando sussiste la ragionevole certezza che tali contributi saranno effettivamente ricevuti, e che tutte le condizioni ad essi riferiti siano soddisfatte. I contributi correlati a componenti di costo sono rilevati come ricavi, ripartiti sistematicamente tra gli esercizi, in modo da essere commisurati al riconoscimento dei costi che si intendono compensare. Il contributo correlato ad una attività viene riconosciuto come ricavo, rilevato in quote costanti lungo la vita utile attesa dell'attività di riferimento. Laddove il Gruppo riceva un contributo non monetario, l'attività ed il relativo contributo sono rilevati al valore nominale e rilasciati nel conto economico in quote costanti, lungo la vita utile attesa dell'attività di riferimento.

i) Imposte sul reddito

i) Imposte correnti

Le imposte correnti attive e passive dell'esercizio sono valutate per l'importo che ci si attende di recuperare o corrispondere alle autorità fiscali. Le aliquote e la normativa fiscale utilizzate per calcolare l'importo sono quelle emanate, o sostanzialmente in vigore, alla data di chiusura di bilancio.

Le imposte correnti relative ad elementi rilevati direttamente a patrimonio netto sono rilevate anch'esse a patrimonio netto e non nel prospetto di Conto Economico. La Direzione aziendale periodicamente valuta la posizione assunta nella dichiarazione dei redditi nei casi in cui le norme fiscali siano soggette ad interpretazioni e, ove appropriato, provvede a stanziare degli accantonamenti.

ii) Imposte differite

Le imposte differite sono calcolate applicando il cosiddetto "liability method" alle differenze temporanee alla data di bilancio tra i valori fiscali delle attività e delle passività e i corrispondenti valori di bilancio.

Le imposte differite passive sono rilevate su tutte le differenze temporanee tassabili, con le seguenti eccezioni:

- le imposte differite passive derivano dalla rilevazione iniziale dell'avviamento o di un'attività o passività in una transazione che non rappresenta un'aggregazione aziendale e, al tempo della transazione stessa, non influenza né il risultato di bilancio né il risultato fiscale;
- il riversamento delle differenze temporanee imponibili, associate a partecipazioni in società controllate, collegate e joint venture, può essere controllato, ed è probabile che esso non si verifichi nel prevedibile futuro.

Le imposte differite attive sono rilevate a fronte di tutte le differenze temporanee deducibili, dei crediti e delle perdite fiscali non utilizzate e riportabili a nuovo, nella misura in cui sia probabile che saranno disponibili sufficienti imponibili fiscali futuri, che possano consentire l'utilizzo delle differenze temporanee deducibili e dei crediti e delle perdite fiscali riportati a nuovo, eccetto i casi in cui:

- l'imposta differita attiva collegata alle differenze temporanee deducibili deriva dalla rilevazione iniziale di un'attività o passività in una transazione che non rappresenta un'aggregazione aziendale e, al tempo della transazione stessa, non influisce né sul risultato di bilancio, né sul risultato fiscale;
- nel caso di differenze temporanee deducibili associate a partecipazioni in società controllate, collegate e joint venture, le imposte differite attive sono rilevate solo nella misura in cui sia probabile che esse si riverseranno nel futuro prevedibile e che vi saranno sufficienti imponibili fiscali a fronte che consentano il recupero di tali differenze temporanee.

Il valore di carico delle imposte differite attive viene riesaminato a ciascuna data di bilancio e ridotto nella misura in cui non sia più probabile che saranno disponibili in futuro sufficienti imponibili fiscali da permettere in tutto o in parte l'utilizzo di tale credito. Le imposte differite attive non rilevate sono riesaminate ad ogni data di bilancio e sono rilevate nella misura in cui diventa probabile che i redditi fiscali saranno sufficienti a consentire il recupero di tali imposte differite attive.

Le imposte differite attive e passive sono misurate in base alle aliquote fiscali che si attende saranno applicate nell'esercizio in cui tali attività si realizzeranno o tali passività si estingueranno, considerando le aliquote in vigore e quelle già emanate, o sostanzialmente in vigore, alla data di bilancio.

Le imposte differite relative ad elementi rilevati al di fuori del conto economico sono anch'esse rilevate al di fuori del conto economico e, quindi, nel patrimonio netto o nel conto economico complessivo, coerentemente con l'elemento cui si riferiscono.

Imposte differite attive e imposte differite passive sono compensate laddove esista un diritto legale che consente di compensare imposte correnti attive e imposte correnti passive, e le imposte differite facciano riferimento allo stesso soggetto contribuente e alla stessa autorità fiscale.

I benefici fiscali acquisiti a seguito di un'aggregazione aziendale, ma che non soddisfano i criteri per la rilevazione separata alla data di acquisizione, sono eventualmente riconosciuti successivamente, nel momento in cui si ottengono nuove informazioni sui cambiamenti dei fatti e delle circostanze. L'aggiustamento è riconosciuto a riduzione dell'avviamento (fino a concorrenza del valore dell'avviamento), nel caso in cui sia rilevato durante il periodo di misurazione, ovvero nel conto economico, se rilevato successivamente.

iii) Imposte indirette

I costi, i ricavi, le attività e le passività sono rilevati al netto delle imposte indirette, quali l'imposta sul valore aggiunto, con le seguenti eccezioni:

- l'imposta applicata all'acquisto di beni o servizi è indetraibile; in tal caso essa è rilevata come parte del costo di acquisto dell'attività o parte del costo rilevato nel conto economico;
- i crediti e i debiti commerciali includono l'imposta indiretta applicabile.

L'ammontare netto delle imposte indirette da recuperare o da pagare all'Erario è incluso nel bilancio tra i crediti ovvero tra i debiti.

j) Conversione delle poste in valuta

Il bilancio consolidato è presentato in euro che è la valuta funzionale e di presentazione adottata dalla capogruppo.

Le operazioni in valuta estera sono rilevate inizialmente nella valuta funzionale, applicando il tasso di cambio a pronti alla data dell'operazione.

Le attività e passività monetarie, denominate in valuta estera, sono convertite nella valuta funzionale al tasso di cambio alla data del bilancio.

Le differenze di cambio realizzate o quelle derivanti dalla conversione di poste monetarie sono rilevate nel conto economico. Tali differenze sono rilevate nel conto economico complessivo fino alla cessione dell'investimento netto, e solo allora l'ammontare complessivo è riclassificato nel conto economico. Le imposte attribuibili alle differenze cambio sugli elementi monetari sono anch'essi essere rilevati nel prospetto di conto economico complessivo.

Le poste non monetarie valutate al costo storico in valuta estera sono convertite ai tassi di cambio alla data di rilevazione iniziale della transazione. Le poste non monetarie iscritte al fair value in valuta estera sono convertite al tasso di cambio alla data di determinazione di tale valore. L'utile o la perdita che emerge dalla conversione di poste non monetarie è trattato coerentemente con la rilevazione degli utili e delle perdite relative alla variazione del fair value delle suddette poste (i.e. le differenze di conversione sulle voci la cui variazione del fair value è rilevata nel conto economico complessivo o nel conto economico sono rilevate, rispettivamente, nel conto economico complessivo o nel conto economico).

k) Attività non correnti destinate alla dismissione, gruppi in dismissione e attività operative cessate

Le attività non correnti destinate alla dismissione, i gruppi in dismissione e le attività operative cessate il cui valore contabile sarà recuperato principalmente attraverso la vendita piuttosto che attraverso l'utilizzo continuativo, sono valutate al minore tra il loro valore netto contabile e il fair value al netto dei costi di vendita. In particolare, per gruppo in dismissione (disposal group) si intende un insieme di attività e passività direttamente correlate destinate alla dismissione nell'ambito di un'unica operazione. Le attività operative cessate (discontinued operations) sono, invece, costituite da una significativa componente del gruppo, quale ad esempio un importante ramo autonomo di attività o area geografica di attività o una controllata acquisita

esclusivamente in funzione di una rivendita. In conformità agli IFRS, i dati relativi alle attività non correnti destinate alla dismissione, i gruppi in dismissione e le attività operative cessate vengono presentati in due specifiche voci della Situazione patrimoniale-finanziaria: attività destinate alla vendita e passività direttamente associate ad attività destinate alla vendita.

Le attività non correnti destinate alla vendita non sono oggetto di ammortamento e sono valutate al minore tra il valore di iscrizione e il relativo fair value, ridotto degli oneri di vendita; l'eventuale differenza tra il valore di iscrizione e il fair value ridotto degli oneri di vendita è imputata a Conto economico come svalutazione.

Con esclusivo riferimento alle attività operative cessate, i risultati economici netti da esse conseguite nelle more del processo di dismissione, le plusvalenze/minusvalenze derivanti dalla dismissione stessa e i corrispondenti dati comparativi dell'esercizio/periodo precedente vengono presentati in una specifica voce del Conto economico: utile (perdita) netto da attività cessate/destinate ad essere cedute.

l) Distribuzione di dividendi e distribuzione di attività diverse dalle disponibilità liquide

La Società rileva una passività a fronte della distribuzione ai suoi azionisti di disponibilità liquide o di attività diverse dalle disponibilità liquide quando la distribuzione è adeguatamente autorizzata e non è più a discrezione della società. In base al diritto societario vigente in Italia, una distribuzione è autorizzata quando è approvata dagli azionisti. L'ammontare corrispondente è rilevato direttamente nel patrimonio netto.

Le distribuzioni di attività diverse dalle disponibilità liquide, che non si riferiscono alla distribuzione di un asset non monetario controllato dagli stessi soggetti prima e dopo la distribuzione, sono valutate al fair value delle attività da distribuire; le rideterminazioni del fair value sono rilevate direttamente nel patrimonio netto.

Nel momento in cui si procede al regolamento del dividendo pagabile, l'eventuale differenza tra il valore contabile delle attività distribuite e il valore contabile del dividendo pagabile viene rilevata nel prospetto di conto economico.

m) Attività materiali

Le attività materiali sono rilevate al costo di acquisto o di produzione comprensivo degli oneri accessori, oppure al valore basato su perizie di stima del patrimonio aziendale, nel caso di acquisizione di aziende, al netto del relativo fondo di ammortamento e di eventuali perdite di valore. Nel costo di produzione sono compresi i costi diretti e indiretti per la quota ragionevolmente imputabile al bene (ad esempio: costi di personale, trasporti, dazi doganali, spese per la preparazione del luogo di installazione, costi di collaudo, spese notarili e catastali).

Tale costo include i costi per la sostituzione di parte di macchinari e impianti nel momento in cui sono sostenuti, se conformi ai criteri di rilevazione. Laddove sia necessaria la sostituzione periodica di parti significative di impianti e macchinari, il Gruppo li ammortizza separatamente in base alla specifica vita utile. Allo stesso modo, in occasione di revisioni importanti, il costo è incluso nel valore contabile dell'impianto o del macchinario come nel caso della sostituzione, laddove sia soddisfatto il criterio per la rilevazione. Tutti gli altri costi di riparazione e manutenzione sono rilevati nel conto economico quando sostenuti. Il valore attuale del costo di smantellamento e rimozione del bene al termine del suo utilizzo è incluso nel costo del bene, se sono soddisfatti i criteri di rilevazione per un accantonamento.

Il valore contabile delle immobilizzazioni materiali è sottoposto a verifica per rilevarne eventuali perdite di valore, in particolare quando eventi o cambiamenti di situazione indicano che il valore di carico non può essere recuperato (per i dettagli si veda nota "Perdite di valore di attività non correnti").

L'ammortamento ha inizio quando le attività sono disponibili all'uso. Le immobilizzazioni in corso comprendono i costi relativi a immobilizzazioni materiali non ancora disponibili all'uso. Le immobilizzazioni materiali sono sistematicamente ammortizzate in ogni esercizio sulla base di aliquote economico-tecniche ritenute rappresentative della residua possibilità di utilizzo dei cespiti.

Di seguito sono riportate le tabelle con aliquote di ammortamento di cui si è tenuto conto per l'ammortamento dei beni.

Relativamente alla distribuzione gas:

Categoria	Periodo di ammortamento
Terreni	non soggetti ad ammortamento
Fabbricati industriali	50 anni
Reti urbane e allacciamenti	50 anni
Allacciamenti	40 anni
Cabine	10 anni
Serbatoi e Impianti di stoccaggio	10 anni
Impianti per teleoperazioni	10 anni
Apparecchi di misura	10 anni

Relativamente agli altri specifici settori di attività del Gruppo:

Categoria	Periodo di ammortamento
Calore – Rete di teleriscaldamento	30 anni
Calore – Centrali Termoelettriche	25 anni
Calore – Impianti gestione in concessione	7-9 anni (durata del contratto)
Telefonia – Cavidotti	40 anni
Telefonia - Cavi ottici e di rame	20 anni
Telefonia - Apparatì di nodo SDH, networking, accesso e video sorveglianza	8 anni
Telefonia – Hardware e telefoni mobili	5 anni
Energie rinnovabili – Impianti fotovoltaici	20 anni

Relativamente alle restanti categorie di cespiti, le aliquote di ammortamento applicate sono le seguenti:

Categoria	Periodo di ammortamento
Costruzioni leggere	10 anni
Macchine elettroniche	5 anni
Mobili	8 anni
Attrezzature	10 anni
Automezzi di trasporto	5 anni
Autoveicoli	4 anni

Il valore contabile di un elemento di immobili, impianti e macchinari ed ogni componente significativo inizialmente rilevato vengono eliminati al momento della dismissione (cioè alla data in cui l'acquirente ne ottiene il controllo) o quando non ci si attende alcun beneficio economico futuro dal loro utilizzo o dismissione. L'utile/perdita che emerge al momento dell'eliminazione contabile dell'attività (calcolato come differenza tra il valore contabile dell'attività ed il corrispettivo netto) è rilevato a conto economico.

I valori residui, le vite utili ed i metodi di ammortamento di immobili, impianti e macchinari sono rivisti ad ogni chiusura di esercizio e, ove appropriato, corretti prospetticamente.

Leasing

La definizione di un accordo contrattuale come operazione di leasing (o contenente un'operazione di leasing) si basa sulla sostanza dell'accordo e richiede di valutare se l'adempimento dell'accordo stesso dipenda dall'utilizzo di una o più attività specifiche o se l'accordo trasferisca il diritto all'utilizzo di tale attività. La verifica che un accordo contenga un leasing viene effettuata all'inizio dell'accordo.

Un contratto di leasing viene classificato come leasing finanziario o come leasing operativo all'inizio del leasing stesso. Un contratto di leasing che trasferisce sostanzialmente al Gruppo tutti i rischi e i benefici derivanti dalla proprietà del bene locato, è classificato come leasing finanziario.

I leasing finanziari sono capitalizzati alla data di inizio del leasing al fair value del bene locato o, se minore, al valore attuale dei canoni. I canoni sono ripartiti fra quota di capitale e quota interessi in modo da ottenere l'applicazione di un tasso di interesse costante sul saldo residuo del debito. Gli oneri finanziari sono imputati al conto economico.

I beni in leasing sono ammortizzati sulla base della vita utile del bene. Tuttavia, laddove non vi sia la ragionevole certezza che il Gruppo otterrà la proprietà del bene al termine del contratto, il bene è ammortizzato sul periodo temporale più breve tra la vita utile stimata del bene e la durata del contratto di locazione.

Un leasing operativo è un contratto di leasing che non si qualifica come finanziario. I canoni di leasing operativo sono rilevati come costi nel conto economico in quote costanti sulla durata del contratto.

Oneri finanziari

Gli oneri finanziari direttamente imputabili all'acquisizione, alla costruzione o alla produzione di un bene che richiede un periodo abbastanza lungo prima di essere disponibile all'uso, sono capitalizzati sul costo del bene stesso. Tutti gli altri oneri finanziari sono rilevati tra i costi di competenza dell'esercizio in cui sono sostenuti. Gli oneri finanziari sono costituiti dagli interessi e dagli altri costi che un'entità sostiene in relazione all'ottenimento di finanziamenti.

n) Attività immateriali

Le attività immateriali acquisite separatamente sono inizialmente rilevate al costo, mentre quelle acquisite attraverso operazioni di aggregazione aziendale sono iscritte al fair value alla data di acquisizione. Dopo la rilevazione iniziale, le attività immateriali sono iscritte al costo al netto dell'ammortamento cumulato e di eventuali perdite di valore. Le attività immateriali prodotte internamente, ad eccezione dei costi di sviluppo, non sono capitalizzate e si rilevano nel conto economico dell'esercizio in cui sono state sostenute.

La vita utile delle attività immateriali è valutata come definita o indefinita.

Le attività immateriali con vita utile definita sono ammortizzate lungo la loro vita utile e sono sottoposte alla verifica di congruità del valore ogni volta che vi siano indicazioni di una possibile perdita di valore. Il periodo di ammortamento ed il metodo di ammortamento di un'attività immateriale a vita utile definita è riconsiderato almeno alla fine di ciascun esercizio. I cambiamenti nella vita utile attesa o delle modalità con cui i benefici economici futuri legati all'attività si realizzeranno sono rilevati attraverso il cambiamento del periodo o del metodo di ammortamento, a seconda dei casi, e sono considerati cambiamenti di stime contabili. Le quote di ammortamento delle attività immateriali a vita utile definita sono rilevate nel prospetto di Conto Economico nella categoria di costo coerente con la funzione dell'attività immateriale.

Le attività immateriali con vita utile indefinita non sono ammortizzate, ma sono sottoposte annualmente alla verifica di perdita di valore, sia a livello individuale sia a livello di unità generatrice di flussi di cassa. La valutazione della vita utile indefinita è rivista annualmente per determinare se tale attribuzione continua ad essere sostenibile, altrimenti, il cambiamento da vita utile indefinita a vita utile definita si applica su base prospettica.

Gli utili o le perdite derivanti dall'eliminazione di un'attività immateriale sono misurati dalla differenza tra il ricavo netto della dismissione (alla data in cui l'acquirente ne ottiene il controllo) e il valore contabile dell'attività immateriale, e sono rilevate nel prospetto di Conto Economico nell'esercizio in cui avviene l'eliminazione.

Gli utili o le perdite derivanti dall'alienazione di un'attività immateriale sono determinati come differenza tra il valore di dismissione e il valore di carico del bene e sono rilevati a conto economico al momento in cui sono trasferiti all'acquirente i rischi e i benefici connessi alla proprietà del bene.

Brevetti e licenze

Sono rappresentativi di attività identificabili, individuabili ed in grado di generare benefici economici futuri sotto il controllo dell'impresa; tali diritti sono ammortizzati lungo le relative vite utili.

Accordi per servizi in concessione

L'IFRIC 12 dispone che in presenza di determinate caratteristiche dell'atto di concessione, le infrastrutture asservite all'erogazione di servizi pubblici in concessione siano iscritte come attività immateriali e/o nelle

attività finanziarie a seconda se rispettivamente il concessionario abbia diritto a un corrispettivo da parte del cliente per il servizio fornito e/o abbia diritto a riceverlo dall'ente pubblico concedente.

I rapporti di concessione in essere con gli enti concedenti e relativi alle attività di distribuzione del gas del Gruppo, come previsto dall'interpretazione IFRIC 12, sono contabilizzate applicando il "modello dell'attività immateriale" in quanto si è ritenuto che i rapporti concessori sottostanti non garantissero l'esistenza di un diritto incondizionato a favore del concessionario a ricevere denaro, o altre attività finanziarie.

Visto che gran parte dei lavori sono appaltati esternamente e che sulle attività di costruzione svolte internamente non è individuabile separatamente il margine di commessa dai benefici riconosciuti nella tariffa di remunerazione del servizio, tali infrastrutture sono rilevate sulla base dei costi effettivamente sostenuti, al netto degli eventuali contributi riconosciuti dagli enti e/o dai clienti privati.

Durante la fase di costruzione, il Gruppo rileva una attività da contratto qualora il diritto al corrispettivo in natura sia soggetto a rischi di performance.

Gli ammortamenti sono calcolati in base a quanto stabilito dalle rispettive convenzioni/concessioni, tenuto conto di quanto previsto dalla normativa vigente in materia di concessioni per la distribuzione del gas naturale, ed in particolare: i) in misura costante per il periodo minore tra la vita economico-tecnica dei beni concessi e la durata della concessione medesima, qualora alla scadenza della stessa non venga riconosciuto al gestore uscente alcun valore di indennizzo (Valore di Rimborso, o "VR"); ii) in base alla vita economico-tecnica dei singoli beni, qualora alla scadenza delle concessioni i beni non siano gratuitamente devolvibili.

o) Attività e passività finanziarie

Includono le partecipazioni (escluse le partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto e collegate) detenute per la negoziazione (cd. investimenti in titoli di trading) o disponibili per la vendita, i crediti e i finanziamenti non correnti, i crediti commerciali e gli altri crediti originati dall'operatività dell'impresa e le altre attività finanziarie correnti, come le disponibilità liquide e mezzi equivalenti. Infine gli strumenti finanziari includono anche i debiti finanziari (finanziamenti bancari e prestiti obbligazionari), i debiti commerciali, gli altri debiti e le altre passività finanziarie nonché gli strumenti derivati.

Le attività e le passività finanziarie vengono rilevate contabilmente all'insorgere dei diritti e obblighi contrattuali previsti dallo strumento.

Rilevazione iniziale e valutazione delle attività finanziarie

Al momento della rilevazione iniziale, le attività finanziarie sono classificate, a seconda dei casi, in base alle successive modalità di misurazione, cioè al costo ammortizzato, al fair value rilevato nel conto economico complessivo OCI e al fair value rilevato nel conto economico.

La classificazione delle attività finanziarie al momento della rilevazione iniziale dipende dalle caratteristiche dei flussi di cassa contrattuali delle attività finanziarie e dal modello di business che il Gruppo usa per la loro gestione. Ad eccezione dei crediti commerciali che non contengono una componente di finanziamento significativa o per i quali il Gruppo ha applicato l'espedito pratico, il Gruppo inizialmente valuta un'attività finanziaria al suo fair value più, nel caso di un'attività finanziaria non al fair value rilevato nel conto economico, i costi di transazione. I crediti commerciali che non contengono una componente di finanziamento significativa o per i quali il Gruppo ha applicato l'espedito pratico sono valutati al prezzo dell'operazione determinato secondo l'IFRS 15.

Affinché un'attività finanziaria possa essere classificata e valutata al costo ammortizzato o al fair value rilevato in OCI, deve generare flussi finanziari che dipendono solamente dal capitale e dagli interessi sull'importo del capitale da restituire (cosiddetto 'solely payments of principal and interest (SPPI)'). Questa valutazione è indicata come test SPPI e viene eseguita a livello di strumento.

Il modello di business del Gruppo per la gestione delle attività finanziarie si riferisce al modo in cui gestisce le proprie attività finanziarie al fine di generare flussi finanziari. Il modello aziendale determina se i flussi finanziari deriveranno dalla raccolta di flussi finanziari contrattuali, dalla vendita delle attività finanziarie o da entrambi.

L'acquisto o la vendita di un'attività finanziaria che ne richieda la consegna entro un arco di tempo stabilito generalmente da regolamento o convenzioni del mercato (cd. vendita standardizzata o regular way trade) è rilevata alla data di contrattazione, vale a dire la data in cui il Gruppo si è impegnato ad acquistare o vendere l'attività.

Cancellazione delle attività finanziarie

Un'attività finanziaria (o ove applicabile, parte di un'attività finanziaria o parti di un gruppo di attività finanziarie) viene cancellata quando:

- scadono o sono estinti i diritti contrattuali a ricevere i flussi finanziari;
- la società conserva il diritto a ricevere i flussi finanziari delle attività ma ha assunto l'obbligo contrattuale di corrisponderli senza ritardi ad una terza parte;
- la società ha trasferito il diritto a ricevere i flussi dell'attività e (i) ha trasferito sostanzialmente tutti i rischi e benefici della proprietà dell'attività finanziaria, oppure (ii) non ha trasferito né trattenuto sostanzialmente tutti i rischi e benefici dell'attività, ma ha trasferito il controllo della stessa.

Nei casi in cui la società abbia trasferito i diritti a ricevere flussi finanziari da un'attività e non abbia né trasferito, né trattenuto sostanzialmente tutti i rischi e benefici o non abbia perso il controllo sulla stessa, l'attività viene rilevata in bilancio nella misura del coinvolgimento residuo nell'attività stessa. Il coinvolgimento residuo che prende forma di una garanzia sull'attività trasferita, viene valutato al minore tra il valore contabile iniziale dell'attività ed il valore massimo del corrispettivo che la società potrebbe essere tenuta a corrispondere. Vengono altresì eliminati dalla Situazione patrimoniale-finanziaria i crediti commerciali considerati definitivamente irrecuperabili dopo che tutte le necessarie procedure di recupero sono state completate.

Rilevazione iniziale e valutazione delle passività finanziarie

Inizialmente tutte le attività e passività finanziarie sono rilevate al fair value aumentato, nel caso di attività e passività diverse da quelle valutate al fair value a Conto economico, degli oneri accessori (costi d'acquisizione/emissione).

Cancellazione delle passività finanziarie

Una passività finanziaria è cancellata dal bilancio quando l'obbligo sottostante la passività è estinto, o annullato o adempiuto.

Nei casi in cui una passività finanziaria esistente è sostituita da un'altra dello stesso prestatore, a condizioni significativamente diverse, oppure le condizioni di una passività finanziaria esistente vengono sostanzialmente modificate, tale scambio o modifica viene trattata come una cancellazione contabile della passività originale e la rilevazione di una nuova passività, con iscrizione a Conto economico di eventuali differenze tra valori contabili.

Valutazioni successive delle attività e passività finanziarie non derivate

Ai fini della valutazione successiva, le attività finanziarie sono classificate in quattro categorie:

- Attività finanziarie al costo ammortizzato (strumenti di debito);
- Attività finanziarie al fair value rilevato nel conto economico complessivo con riclassifica degli utili e perdite cumulate (strumenti di debito);
- Attività finanziarie al fair value rilevato nel conto economico complessivo senza rigiro degli utili e perdite cumulate nel momento dell'eliminazione (strumenti rappresentativi di capitale);
- Attività finanziarie al fair value rilevato a conto economico.

Il gruppo ha principalmente le seguenti tipologie di attività:

Attività finanziarie al costo ammortizzato (strumenti di debito)

Tale categoria è la più rilevante per il Gruppo. Il Gruppo valuta le attività finanziarie al costo ammortizzato se entrambi i seguenti requisiti sono soddisfatti:

- l'attività finanziaria è posseduta nel quadro di un modello di business il cui obiettivo è il possesso di attività finanziarie finalizzato alla raccolta dei flussi finanziari contrattuali;
 - i termini contrattuali dell'attività finanziaria prevedono a determinate date flussi finanziari rappresentati unicamente da pagamenti del capitale e dell'interesse sull'importo del capitale da restituire
-

Le attività finanziarie al costo ammortizzato sono successivamente valutate utilizzando il criterio dell'interesse effettivo e sono soggette ad impairment. Gli utili e le perdite sono rilevate a conto economico quando l'attività è eliminata, modificata o rivalutata.

Tra le attività finanziarie al costo ammortizzato del Gruppo sono inclusi i crediti commerciali, un prestito ad una collegata, un prestito ad un amministratore incluso nelle altre attività finanziarie non correnti.

Attività finanziarie al fair value rilevato a conto economico

Questa categoria comprende le attività detenute per la negoziazione, le attività designate al momento della prima rilevazione come attività finanziarie al fair value con variazioni rilevate nel conto economico, o le attività finanziarie che obbligatoriamente bisogna valutare al fair value. Le attività detenute per la negoziazione sono tutte quelle attività acquisite per la loro vendita o il loro riacquisto nel breve termine. I derivati, inclusi quelli scorporati, sono classificati come strumenti finanziari detenuti per la negoziazione, salvo che non siano designati come strumenti di copertura efficace. Le attività finanziarie con flussi finanziari che non sono rappresentati unicamente da pagamenti di capitale e dell'interesse sono classificate e valutate al fair value rilevato a conto economico, indipendentemente dal modello di business. Nonostante i criteri per gli strumenti di debito per essere classificati al costo ammortizzato o al fair value rilevato in OCI, come descritto sopra, gli strumenti di debito possono essere contabilizzati al fair value rilevato a conto economico al momento della rilevazione iniziale se ciò comporta l'eliminazione o la riduzione significativa di un disallineamento contabile.

Gli strumenti finanziari al fair value con variazioni rilevate nel conto economico sono iscritti nel prospetto della situazione patrimoniale-finanziaria al fair value e le variazioni nette del fair value rilevate nel prospetto dell'utile/(perdita) d'esercizio.

In questa categoria rientrano gli strumenti derivati.

Perdita di valore di attività finanziarie

Il Gruppo iscrive una svalutazione per perdite attese (expected credit loss 'ECL') per tutte le attività finanziarie rappresentate da strumenti di debito non detenuti al fair value rilevato a conto economico. Le ECL si basano sulla differenza tra i flussi finanziari contrattuali dovuti in conformità al contratto e tutti i flussi finanziari che il Gruppo si aspetta di ricevere, scontati ad una approssimazione del tasso di interesse effettivo originario. I flussi di cassa attesi includeranno i flussi finanziari derivanti dalla escussione delle garanzie reali detenute o di altre garanzie sul credito che sono parte integrante delle condizioni contrattuali.

Le perdite attese sono rilevati in due fasi. Relativamente alle esposizioni creditizie per le quali non vi è stato un aumento significativo del rischio di credito dalla rilevazione iniziale, bisogna rilevare le perdite su crediti che derivano dalla stima di eventi di default che sono possibili entro i successivi 12 mesi (12-month ECL). Per le esposizioni creditizie per le quali vi è stato un significativo aumento del rischio di credito dalla rilevazione iniziale, bisogna rilevare integralmente le perdite attese che si riferiscono alla residua durata dell'esposizione, a prescindere dal momento in cui l'evento di default si prevede che si verifichi ("Lifetime ECL").

Per i crediti commerciali e le attività derivanti da contratto, il Gruppo applica un approccio semplificato nel calcolo delle perdite attese. Pertanto, il Gruppo non monitora le variazioni del rischio di credito, ma rileva integralmente la perdita attesa a ogni data di riferimento. Il Gruppo ha definito un sistema matriciale basato sulle informazioni storiche, riviste per considerare elementi prospettici con riferimento alle specifiche tipologie di debitori e del loro ambiente economico, come strumento per la determinazione delle perdite attese.

Il Gruppo considera un'attività finanziaria in default quando reputa improbabile che, senza il ricorso ad azioni quali l'escussione delle garanzie, il debitore adempia integralmente alle sue obbligazioni creditizie. In alcuni casi, il Gruppo può anche considerare che un'attività finanziaria sia in default quando informazioni interne o esterne indicano che è improbabile che il Gruppo recuperi interamente gli importi contrattuali prima di aver considerato le garanzie sul credito detenute dal Gruppo. Un'attività finanziaria viene eliminata quando non vi è nessuna ragionevole aspettativa di recupero dei flussi finanziari contrattuali.

p) Strumenti derivati

Gli strumenti derivati, ivi inclusi quelli impliciti (embedded derivatives) oggetto di separazione dal contratto principale, sono valutati al valore corrente (fair value) con iscrizione delle variazioni a Conto economico, qualora non soddisfino le condizioni per essere qualificati come strumenti derivati di copertura.

Il derivato incorporato contenuto in un contratto ibrido non derivato, in una passività finanziaria o in un contratto non finanziario principale, è separato dal contratto principale e contabilizzato come derivato separato, se: le sue caratteristiche economiche ed i rischi ad esso associati non sono strettamente correlati a quelli del contratto principale; uno strumento separato con gli stessi termini del derivato incorporato soddisferebbe la definizione di derivato; e il contratto ibrido non è valutato al fair value rilevato nel conto economico. I derivati incorporati sono valutati al fair value, con le variazioni di fair value rilevate nel conto economico. Una rideterminazione avviene solo nel caso in cui intervenga un cambiamento dei termini del contratto che modifica significativamente i flussi di cassa altrimenti attesi o una riclassifica di un'attività finanziaria a una categoria diversa dal fair value a conto economico.

Un derivato implicito incluso in un contratto ibrido che contiene un'attività finanziaria non è scorporato dal contratto ospite. L'attività finanziaria insieme al derivato implicito è classificato interamente come un'attività finanziaria al fair value rilevato a conto economico.

I derivati sono classificati come strumenti di copertura continuando a seguire le regole incluse nello IAS 39 quando la relazione tra il derivato e l'oggetto della copertura sia formalmente documentata e l'efficacia della copertura, verificata periodicamente, risulti elevata. Quando i derivati di copertura coprono il rischio di variazione del fair value degli elementi oggetto di copertura (fair value hedge), i derivati sono rilevati al fair value con imputazione degli effetti a Conto economico; coerentemente, gli strumenti oggetto di copertura sono adeguati per riflettere le variazioni del fair value associate al rischio coperto. Quando i derivati coprono il rischio di variazione dei flussi di cassa degli elementi oggetto di copertura (cash flow hedge), la porzione efficace delle variazioni del fair value dei derivati viene rilevata direttamente a Patrimonio netto in una specifica riserva di patrimonio netto definita "Riserva da cash flow hedge", mentre quella inefficace viene rilevata a Conto economico. Gli importi che sono stati rilevati direttamente nel Patrimonio netto vengono riflessi nel Conto economico complessivo.

Le variazioni del fair value dei derivati che non soddisfano le condizioni per essere qualificati come di copertura sono rilevate a Conto economico. In particolare, le variazioni del fair value dei derivati non di copertura sui tassi di interesse e su valute sono rilevate nella voce di Conto economico "Proventi/oneri finanziari"; differentemente, le variazioni del fair value degli strumenti derivati non di copertura su commodity sono rilevate nella voce di Conto economico "Oneri/(proventi) da gestione rischio commodity".

Gli strumenti finanziari di copertura, ad ogni chiusura di bilancio, vengono sottoposti al test di efficacia al fine di verificare se la copertura abbia o meno i requisiti per essere qualificata come copertura efficace ed essere contabilizzata secondo i principi dell'hedge accounting.

Gli strumenti finanziari derivati utilizzati sono valutati a fair value rispetto alla curva forward di mercato della data di riferimento del bilancio, qualora il sottostante del derivato sia negoziato in mercati che presentano quotazioni di prezzo forward ufficiali e liquide. Nel caso in cui il mercato non presenti quotazioni forward, vengono utilizzate curve di prezzo previsionali basate su tecniche di valutazione.

Il Gruppo detiene strumenti finanziari derivati rientranti nelle seguenti categorie:

- Strumenti derivati di copertura finanziaria non correnti, riferibili principalmente a contratti di Interest Rate Swap (IRS) a copertura del rischio di variazione sfavorevole dei tassi di interesse su finanziamenti o piani di leasing a lungo termine. La porzione efficace delle variazioni del fair value dei derivati viene rilevata direttamente a Patrimonio netto in una specifica riserva di patrimonio netto definita "Riserva da cash flow hedge", mentre quella inefficace viene rilevata a Conto economico. Gli importi che sono stati rilevati direttamente nel Patrimonio netto vengono riflessi nel Conto economico complessivo.
- Commodity Swap stipulati con lo scopo di eseguire coperture finanziarie su indici di prezzi per i volumi venduti, al fine di limitare il rischio prezzo derivante da specifiche operazioni di acquisto gas a prezzo fisso e rivendita a prezzo variabile (o viceversa) in tempi diversi. I derivati non

soddisfano le condizioni, anche formali, richieste dallo IAS 39 per essere qualificati come di copertura. Le relative variazioni di fair value sono rilevate a Conto economico.

- Contratti a termine su commodity in acquisto o vendita che prevedono la consegna fisica del gas in esercizi successivi. La loro valutazione dipende dalla classificazione dello strumento in una delle seguenti categorie:
 - Contratti forward utilizzati nell'attività di trading gas, rientranti nell'ambito di applicazione dello IAS 39 quali "contracts entered into for trading, speculative and hedging purposes". Tali strumenti finanziari sono rilevati al fair value alla data di riferimento del bilancio con imputazione degli effetti a Conto economico nella voce "Oneri/(proventi) da gestione rischio commodity;
 - Contratti forward utilizzati nell'attività di commercializzazione gas, non rientranti nell'ambito di applicazione dello IAS 39 in quanto stipulati ai fini di ottimizzazione del proprio portafoglio di approvvigionamenti e vendite (cosiddetto "own use"). Tali strumenti finanziari sono rilevati al momento della consegna fisica della commodity sottostante. Si veda in tal senso anche quanto descritto in nota "Ricavi derivanti da attività di trading".

q) Rimanenze

Le rimanenze sono valutate al minor valore tra il costo di acquisizione o di fabbricazione, comprensivo degli oneri accessori, ed il valore di presunto realizzo desumibile dall'andamento del mercato. La configurazione del costo adottata è quella del costo medio ponderato. Eventuali giacenze a lento rigiro o obsolete sono svalutate in relazione alla loro possibilità di utilizzo o di realizzazione.

Le rimanenze di gas in stoccaggio detenute ai fini dell'attività di trading sono valutate al fair value, misurato rispetto alle quotazioni ufficiali sul mercato di riferimento alla data di valutazione.

r) Titoli ambientali: Certificati Bianchi

Il Gruppo detiene esclusivamente Titoli di Efficienza Energetica ("TEE") per own-use, ossia a fronte del proprio fabbisogno ("Portafoglio Industriale") mentre non detiene quote/certificati con intento di trading ("Portafoglio di trading").

I TEE detenuti per "own-use" ("Portafoglio Industriale") acquisiti per soddisfare il fabbisogno, (determinato in relazione alle obbligazioni maturate a fine esercizio), sono iscritti tra le attività correnti al fair value in base al valore atteso di realizzo.

Inoltre viene stanziato un "Fondo Rischi" valorizzando i TEE ancora da acquistare (per adempiere all'obbligo dell'anno) per la differenza tra il valore del contributo ed il valore di mercato dei TEE. L'accantonamento viene rilevato tra "Altri costi operativi".

Il trattamento contabile secondo IFRS risulta essere il cd. "Net liabilities approach", in base al quale i costi per acquisto TEE sono rilevati tra gli "Altri costi operativi" al momento dell'acquisto, mentre il contributo (ARERA/GSE) relativo ai TEE annullati è rilevato tra gli "Altri ricavi e proventi" al momento dell'effettivo incasso. I TEE presenti in portafoglio alla data di chiusura di bilancio sono valorizzati in base al valore del contributo riconosciuto da ARERA/GSE per l'anno in corso, rilevati in "Altri ricavi e proventi" e "Crediti verso CCSE".

s) Perdita di valore di attività non correnti

Ad ogni chiusura di bilancio il Gruppo valuta l'eventuale esistenza di indicatori di perdita di valore delle attività non correnti. In tal caso, o nei casi in cui è richiesta una verifica annuale sulla perdita di valore, il Gruppo effettua una stima del valore recuperabile. Il valore recuperabile è il maggiore fra il fair value dell'attività o unità generatrice di flussi finanziari, al netto dei costi di vendita, e il suo valore d'uso. Il valore recuperabile viene determinato per singola attività, tranne quando tale attività generi flussi finanziari che non sono ampiamente indipendenti da quelli generati da altre attività o gruppi di attività. Se il valore contabile di un'attività è superiore al suo valore recuperabile, tale attività ha subito una perdita di valore ed è conseguentemente svalutata fino a riportarla al valore recuperabile.

Nel determinare il valore d'uso, il Gruppo sconta al valore attuale i flussi finanziari stimati futuri usando un tasso di sconto, che riflette le valutazioni di mercato del valore attuale del denaro e i rischi specifici dell'attività. Nel

determinare il fair value al netto dei costi di vendita si tiene conto di transazioni recenti intervenute sul mercato. Se non è possibile individuare tali transazioni, viene utilizzato un adeguato modello di valutazione.

Il Gruppo basa il proprio test di impairment su budget dettagliati e calcoli previsionali, predisposti separatamente per ogni unità generatrice di flussi di cassa del Gruppo cui sono allocati attività individuali. In tali budget e calcoli previsionali, viene calcolato un tasso di crescita a lungo termine per proiettare i futuri flussi di cassa oltre l'ultimo anno previsto dal piano.

Le perdite di valore di attività in funzionamento sono rilevate nel prospetto di Conto Economico nelle categorie di costo coerenti alla destinazione dell'attività che ha evidenziato la perdita stessa.

Per le attività diverse dall'avviamento, a ogni chiusura di bilancio il Gruppo valuta l'eventuale esistenza di indicazioni del venir meno (o della riduzione) di perdite di valore precedentemente rilevate e, qualora tali indicazioni esistano, stima il valore recuperabile dell'attività o della CGU. Il valore di un'attività precedentemente svalutata può essere ripristinato solo se vi sono stati cambiamenti delle assunzioni su cui si basava il calcolo del valore recuperabile determinato, successivi alla rilevazione dell'ultima perdita di valore. La ripresa di valore non può eccedere il valore di carico che sarebbe stato determinato, al netto degli ammortamenti, nell'ipotesi in cui nessuna perdita di valore fosse stata rilevata in esercizi precedenti.

L'avviamento è sottoposto a verifica di perdita di valore almeno una volta l'anno (al 31 dicembre) e, con maggiore frequenza, quando le circostanze fanno ritenere che il valore di iscrizione potrebbe essere soggetto a perdita di valore.

La perdita di valore dell'avviamento è determinata valutando il valore recuperabile dell'unità generatrice di flussi finanziari (o gruppo di unità generatrice di flussi finanziari) cui l'avviamento è riconducibile. Laddove il valore recuperabile dell'unità generatrice di flussi finanziari fosse minore del valore contabile dell'unità generatrice di flussi finanziari cui l'avviamento è stato allocato, viene rilevata una perdita di valore. L'abbattimento del valore dell'avviamento non può essere ripristinato in esercizi futuri.

t) Disponibilità liquide e depositi a breve termine

Le disponibilità liquide e i mezzi equivalenti comprendono il denaro in cassa e i depositi a vista e a breve termine con scadenza non oltre i tre mesi, che non sono soggetti a rischi significativi legati alla variazione di valore.

Ai fini della rappresentazione nel rendiconto finanziario consolidato, le disponibilità liquide e mezzi equivalenti sono rappresentati dalle disponibilità liquide come definite sopra, al netto degli scoperti bancari in quanto questi sono considerati parte integrante della gestione di liquidità del Gruppo.

u) Fondi rischi e oneri

Gli accantonamenti a fondi per rischi e oneri sono effettuati quando il Gruppo deve far fronte ad un'obbligazione attuale (legale o implicita) risultante da un evento passato, è probabile un'uscita di risorse per far fronte a tale obbligazione ed è possibile effettuare una stima affidabile del suo ammontare. Quando il Gruppo ritiene che un accantonamento a fondo rischi e oneri sarà in parte o del tutto rimborsato (come nel caso di rischi coperti da polizze assicurative), l'indennizzo è rilevato in modo distinto e separato nell'attivo, se, e solo se, esso risulti ragionevolmente certo. In tal caso, il costo dell'eventuale accantonamento è presentato nel prospetto di Conto Economico, al netto dell'ammontare rilevato per l'indennizzo.

Se l'effetto del valore del denaro nel tempo è significativo, gli accantonamenti sono attualizzati utilizzando un tasso di sconto ante imposte che riflette, ove adeguato, i rischi specifici delle passività. Quando la passività viene attualizzata, l'incremento dell'accantonamento dovuto al trascorrere del tempo è rilevato come onere finanziario.

v) Benefici successivi al rapporto di lavoro

Il trattamento di fine rapporto (TFR) e i fondi di quiescenza sono determinati applicando una metodologia di tipo attuariale; l'ammontare dei diritti maturati nell'esercizio dai dipendenti si imputa al Conto economico nella voce costo del lavoro, mentre l'onere finanziario figurativo che l'impresa sosterrebbe se si chiedesse al mercato un finanziamento di importo pari al TFR si imputa tra i proventi (oneri) finanziari netti. Gli utili e le perdite attuariali che riflettono gli effetti derivanti da variazioni delle ipotesi attuariali utilizzate sono rilevati a Conto economico complessivo tenendo conto della rimanente vita lavorativa media dei dipendenti.

Alla luce della Legge Finanziaria del 27 dicembre 2006 n. 296, si è valutato ai fini dello IAS 19 solo la passività relativa al TFR maturato rimasto in azienda, poiché le quote in maturazione vengono versate ad un'entità separata (Forma pensionistica complementare o Fondi INPS). In conseguenza di tali versamenti l'azienda non avrà più obblighi connessi all'attività lavorativa prestata in futuro dal dipendente.

I benefici garantiti ai dipendenti erogati in coincidenza o successivamente alla cessazione del rapporto di lavoro, attraverso programmi a benefici definiti (sconto energia, assistenza sanitaria, altri benefici) o benefici a lungo termine (premio di fedeltà), sono riconosciuti nel periodo di maturazione del diritto.

La passività relativa ai programmi a benefici definiti, al netto delle eventuali attività al servizio del piano, è determinata da attuari indipendenti sulla base di ipotesi attuariali ed è rilevata per competenza coerentemente alle prestazioni di lavoro necessarie per l'ottenimento dei benefici.

2.5 Variazioni ai principi contabili e informativa

2.5.1 Principi contabili, emendamenti ed interpretazioni applicati dal 1° gennaio 2018

IFRS 9 Strumenti finanziari

L'IFRS 9 Strumenti Finanziari sostituisce lo IAS 39 Strumenti Finanziari: Rilevazione e valutazione per gli esercizi che iniziano il 1 Gennaio 2018 o successivamente, riunendo tutti e tre gli aspetti relativi alla contabilizzazione degli strumenti finanziari: classificazione e valutazione, perdita di valore e hedge accounting.

Con l'eccezione dell'hedge accounting, il principio richiede l'applicazione retrospettica, ma senza l'obbligo di fornire l'informativa comparativa. Per quanto riguarda l'hedge accounting, il principio si applica in linea generale in modo prospettico, con alcune limitate eccezioni.

Il Gruppo ha adottato il nuovo principio al primo gennaio 2018, non riesponendo l'informativa comparativa e rilevando l'effetto cumulativo dell'applicazione iniziale come rettifica del saldo di apertura degli utili portati a nuovo al 1° gennaio 2018.

Con riferimento alla prima applicazione di tale principio si evidenzia che:

a) Classificazione e valutazione

Il Gruppo non ha rilevato impatti significativi sul proprio patrimonio netto conseguenti all'applicazione dei requisiti di classificazione e valutazione previsti dall'IFRS 9. Il Gruppo ha continuato a valutare a fair value tutte le attività finanziarie attualmente contabilizzate a fair value in accordo con IAS 39.

b) Perdita di valore

L'adozione dell'IFRS 9 ha in parte modificato la contabilizzazione da parte del Gruppo delle perdite di valore relative ad attività finanziarie rimpiazzando l'approccio della perdita sostenuta previsto dallo IAS 39 con l'approccio prospettico (o anche forward looking) delle perdite attese sui crediti (*expected credit losses* - ECL).

L'IFRS 9 richiede che il Gruppo registri le perdite su crediti attese su tutte le obbligazioni in portafoglio, finanziamenti e crediti commerciali, avendo come riferimento o un periodo di 12 mesi o la intera durata contrattuale dello strumento (e.g. lifetime expected loss). Il Gruppo ha applicato l'approccio semplificato e dunque ha rilevato le perdite attese su tutti i crediti commerciali in base alla loro durata residua contrattuale.

L'applicazione del modello delle perdite attese sui crediti ha comportato la revisione delle provision matrix applicate dal Gruppo, adeguate a rappresentare la rischiosità creditizia della controparte e la modifica e ottimizzazione dei processi operativi funzionali ad assicurare la disponibilità delle informazioni per l'implementazione dei modelli di valutazione e per la redazione dei reporting finanziari. Il Gruppo ha sviluppato

un nuovo modello di analisi del credito, che ha consentito di determinare in maniera maggiormente analitica la differente rischiosità associabile all'esigibilità dei crediti verso clienti sin dal loro sorgere e progressivamente in funzione della loro crescente anzianità.

L'adozione dei requisiti dell'IFRS 9 riferiti all'ECL ha comportato un incremento degli stanziamenti per perdite di valore delle attività finanziarie del Gruppo, con particolare riferimento ai crediti commerciali non scaduti o scaduti da meno di 12 mesi, per euro 2.213 migliaia, al lordo dell'iscrizione di imposte anticipate per euro 531 migliaia, ed una conseguente rettifica del patrimonio netto al 01 gennaio 2018 di euro 1.682 migliaia, di cui euro 1.361 migliaia di Gruppo ed euro 326 migliaia di Terzi.

c) Hedge accounting

Relativamente all'hedge accounting, il Gruppo ha optato per continuare a valutare e contabilizzare gli strumenti di copertura in essere al 31 dicembre 2018 ai sensi dello IAS 39.

IFRS 15 Ricavi derivanti da contratti con i clienti

L'IFRS 15, emesso a maggio 2014 e modificato nell'aprile 2016, introduce un nuovo modello in cinque fasi nella rilevazione dei ricavi derivanti da contratti con i clienti ed è efficace a partire dal 1 gennaio 2018.

L'IFRS 15 sostituisce lo IAS 11 *Lavori su ordinazione*, lo IAS 18 *Ricavi* e le relative Interpretazioni e si applica a tutti i ricavi provenienti da contratti con clienti, a meno che questi contratti non rientrino nello scopo di altri principi.

L'IFRS 15 prevede la rilevazione dei ricavi per un importo che riflette il corrispettivo a cui l'entità ritiene di avere diritto in cambio del trasferimento di merci o servizi al cliente.

Il principio, che stabilisce un nuovo modello di riconoscimento dei ricavi, si applica a tutti i contratti con clienti, eccezion fatta per i contratti che rientrano nell'ambito di applicazione dello IAS 17 e IFRS 16, per i contratti assicurativi e per gli strumenti finanziari. Il nuovo principio introduce un nuovo modello in cinque fasi che si applicherà nella fase di contabilizzazione dei ricavi derivanti da contratti con i clienti:

1. l'identificazione del contratto con il cliente;
2. l'identificazione delle performance obligation del contratto;
3. la determinazione del prezzo;
4. l'allocazione del prezzo alle performance obligation del contratto;
5. i criteri di iscrizione del ricavo quando l'entità soddisfa ciascuna performance obligation.

Il principio comporta l'esercizio di un giudizio da parte delle entità, che prenda in considerazione tutti i fatti e le circostanze rilevanti nell'applicazione di ogni fase del modello ai contratti con i propri clienti. Il principio specifica inoltre la contabilizzazione dei costi incrementali legati all'ottenimento di un contratto e dei costi direttamente legati al completamento di un contratto.

Il Gruppo ha scelto come metodo di transizione il retrospettico modificato (modified restrospective approach), previsto dal paragrafo C3 lettera b), rilevando l'effetto cumulativo dell'applicazione iniziale come rettifica del saldo di apertura degli utili portati a nuovo al 1° gennaio 2018.

In tali circostanze, l'IFRS 15 viene applicato, come scelto dalla direzione aziendale, retroattivamente solo ai contratti che non sono conclusi alla data dell'applicazione iniziale (1° gennaio 2018).

Il Gruppo ESTRA opera principalmente nei settori della vendita gas ed energia elettrica e nel settore della distribuzione gas. L'analisi degli effetti sul bilancio consolidato del Gruppo correlati all'applicazione dell'IFRS 15 hanno riguardato le seguenti categorie di transazioni:

- contratti di somministrazione di energia elettrica e gas che prevedano da parte del Gruppo la contestuale erogazione di servizi accessori, con riferimento alle modalità di rilevazione dei ricavi per le differenti performance obligation assunte dal Gruppo;

- contratti a termine (in acquisto o in vendita) di gas sui mercati nazionali ed esteri con consegna fisica del gas in esercizi successivi utilizzati nell'attività di trading gas, con riferimento alle modalità di rilevazione dei ricavi sulla base del ruolo assunto dal Gruppo (principal o agent);
- contratti per servizi di distribuzione gas naturale con riferimento alle modalità di rilevazione dei ricavi per oneri di sistema sulla base del ruolo assunto dal Gruppo (principal o agent);
- contratti di somministrazione di energia elettrica e gas e contratti per servizi di distribuzione che prevedono l'ottenimento da parte del Gruppo di un corrispettivo per servizio di allacciamento/attivazione, con riferimento alle modalità di rilevazione dei ricavi per le differenti performance obligation assunte dal Gruppo.

A conclusione delle analisi svolte non sono stati identificati impatti di differimento dei ricavi rilevanti, ma solo effetti di riclassifica e/o esposizione degli stessi al netto dei relativi costi che, quindi, non hanno prodotto effetti né sui risultati del conto economico dell'esercizio né sul patrimonio netto al 01 dicembre 2018 per effetto dell'applicazione retrospettiva del principio.

In particolare, l'applicazione dell'IFRS 15 ha prodotto i seguenti effetti:

(a) Considerazioni su agent verso principal

(1) attività di trading

Il Gruppo sottoscrive dei contratti a termine per l'acquisto e la vendita del gas su mercati nazionali ed internazionali, in cui il Gruppo ottiene il controllo del gas solo temporaneamente e strumentalmente alla conclusione di contratti. Le operazioni sono poste in essere con controparti diverse, verso le quali si mantiene un distinto rischio di credito. Peraltro, il corrispettivo riconosciuto al Gruppo in questi contratti è determinato al fine di massimizzare il margine derivante all'operazione nel suo complesso.

Prima dell'adozione dell'IFRS 15, sulla base principalmente di valutazioni basate sull'esistenza del rischio di credito, il Gruppo aveva concluso di essere esposto ai rischi e benefici significativi legati alle suddette operazioni di acquisto e vendita a termine ed aveva contabilizzato questi contratti come se operasse nella veste di principal. Con l'adozione dell'IFRS 15, dove l'indicatore del rischio di credito non è più rilevante per queste analisi, il Gruppo ha concluso invece che in questi contratti il suo ruolo è quello di agent in quanto i contratti vengono conclusi al fine ultimo di cogliere opportunità di profitto aggiuntivo, entro limiti di rischio predefiniti, senza che il controllo dei beni sottostanti sia trasferito oppure lo sia solo temporaneamente. Questo cambiamento ha comportato l'esposizione del solo margine.

(2) Componenti tariffarie – oneri di sistema

Il Gruppo, attraverso alcune su controllate, opera nel settore regolato della Distribuzione gas: il documento alla base dei rapporti tra gli Utenti della rete di distribuzione gas (Società di vendita gas) e i Distributori è il Codice di Rete. Quest'ultimo descrive i servizi che gli Utenti possono richiedere alle Società di Distribuzione e disciplina tutti gli aspetti contrattuali connessi all'erogazione dei servizi (tempi, modalità di esecuzione e fatturazione, penalità, premi, ecc.).

Con l'adozione dell'IFRS 15, il Gruppo ha provveduto all'esposizione netta dei ricavi e costi legati ad alcune componenti accessorie delle tariffe relative al servizio distribuzione gas che devono essere versate alla CSEA (RE, RS, UG1 e GS)¹ e per le quali il Gruppo ha operato in veste di agent.

¹ 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.

(b) Attività di costruzione e miglioramento per lavori interni

Ad eccezione delle prestazioni eseguite in forza di contratti di concessione gas contabilizzati in accordo con l'IFRIC 12, l'implementazione dell'IFRS 15 ha reso necessario procedere all'esposizione netta dei costi interni relativi alle attività svolte e degli incrementi per lavori interni che risultano in attività controllate dal gruppo, precedentemente classificati nella voce Ricavi.

(c) Contributi su allacciamenti inerenti la distribuzione del gas

Con riferimento alla distribuzione gas, il Gruppo ha, inoltre, provveduto a riclassificare i contributi per allacciamenti da immobilizzazioni immateriali (Beni in concessione contabilizzati in accordo all'IFRIC 12) a "Passività contrattuali" correnti e non correnti (Euro 14.073 migliaia al 01 gennaio 2018) con conseguente riclassifica dei ricavi relativi alla loro quota di competenza dell'esercizio 2018 (Euro 454 migliaia) da "Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni" a "Ricavi da contratti con clienti" per meglio rappresentare la loro di natura di corrispettivo iniziale in forza dei contratti con i clienti e di rilevare gli stessi coerentemente con il soddisfacimento delle obbligazioni contrattuali e normative che generano obbligazioni di fare in capo al distributore.

L'effetto sul patrimonio netto di apertura al 1° gennaio 2018 dell'adozione dei nuovi principi IFRS 9 ed IFRS 15 è riepilogato nella seguente tabella:

Effetto sul Prospetto della situazione patrimoniale-finanziaria consolidata al 31 dicembre 2017 (valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2017 pubblicato	Riclassifica dei contributi per allacciamenti in applicazione di IFRS 15	Rettifica di valore dei crediti commerciali in applicazione di IFRS 9	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2017 Riesposto
Attività non correnti	515.387	14.073	531	529.992
Attività correnti	614.516		(2.213)	612.303
Attività destinate alla vendita	2.350			2.350
TOTALE ATTIVITA'	1.132.253	14.073	(1.682)	1.144.644
Totale Patrimonio Netto di gruppo	301.934		(1.361)	300.573
Totale Patrimonio Netto di pertinenza di terzi	29.986		(322)	29.664
TOTALE PATRIMONIO NETTO	331.920		(1.682)	330.238
Passività non correnti	426.629	13.666		440.295
Passività correnti	373.609	408		374.017
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	95			95
TOTALE PASSIVITA' e PATRIMONIO NETTO	1.132.253	14.073	(1.682)	1.144.644

Il Gruppo ha, inoltre, ritenuto di fornire in via volontaria, l'informativa concernente il confronto tra i valori economici al 31 dicembre 2018 senza applicazione del nuovo IFRS 15 e IFRS 9 ed il 31 dicembre 2018 con l'effetto del nuovo IFRS 15.

Riportiamo di seguito la tabella riepilogativa degli effetti:

Effetto sul Prospetto consolidato di conto economico per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2018 (valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2018 senza applicazione di IFRS 15 e 9	Esposizione netta dei costi e ricavi di trading	Esposizione netta delle componenti tariffarie	Cambio di esposizione degli incrementi per lavori interni	Altre componenti esposte nette	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2018 in applicazione di IFRS 15 e 9
Ricavi da contratti con clienti	1.040.888	(228.618)	(4.483)	(1.243)	(1.124)	805.421
Altri ricavi operativi	43.154				(5.601)	37.552
Consumi di materie prime, sussidiarie e merci	(711.125)	229.561		297		(481.267)
Costi per servizi	(210.590)			826	5.640	(204.124)
Costi per godimento beni di terzi	(14.125)					(14.125)
Costi del personale	(37.842)			120	1.118	(36.604)
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(42.811)				(454)	(43.265)
Altri costi operativi	(36.663)		4.483		421	(31.760)
Proventi/(oneri) da gestione rischio commodity	(3.475)	(943)				(4.419)
Quota dei proventi/(oneri) da valutazione delle partecipazioni di natura non finanziaria con il metodo del PN	558					558
Risultato operativo	27.969	-	-	-	-	27.969

Il Gruppo ha disaggregato i ricavi derivanti da contratti con la clientela in categorie che rappresentano come la natura, l'ammontare, le tempistiche e le incertezze dei ricavi e dei flussi di cassa sono condizionati da fattori economici. Il Gruppo ha presentato anche l'informativa sulle relazioni tra l'informativa disaggregata sui ricavi e l'informativa sui ricavi presentata per ogni settore. Per l'informativa disaggregata sui ricavi si faccia riferimento alla Nota 8.1 Ricavi da contratti con clienti.

Le altre componenti esposte nette fanno principalmente riferimento all'esposizione netta dei ricavi per il personale comandato verso terzi nei costi del personale e alla riclassifica dei contributi per allacciamenti come sopra descritto.

Non si evidenziano impatti materiali sul rendiconto finanziario e sul conto economico complessivo.

Modifiche all'IFRS 2 Classificazione e misurazione di pagamenti basati su azioni

Lo IASB ha emesso le modifiche all'IFRS 2 Pagamenti basati su azioni che trattano tre aree principali: gli effetti di una condizione di maturazione sulla misurazione di una transazione con pagamento basato su azioni regolata per cassa; la classificazione di una transazione con pagamento basato su azioni regolata al netto delle obbligazioni per ritenute d'acconto; la contabilizzazione qualora una modifica dei termini e delle condizioni di una transazione con pagamento basato su azioni cambi la sua classificazione da regolata per cassa a regolata con strumenti rappresentativi di capitale.

Al momento dell'adozione, le entità devono applicare le modifiche senza riesporre i periodi precedenti, ma l'applicazione retrospettiva è consentita se scelta per tutte e tre le modifiche e siano rispettati altri criteri. Queste modifiche sono in vigore per gli esercizi che iniziano al 1° gennaio 2018 o successivamente, è consentita l'applicazione anticipata.

Tali modifiche non avranno alcun impatto sul bilancio del Gruppo.

Modifiche all'IFRS 10 ed allo IAS 28: vendita o conferimento di una attività tra un investitore ed una sua collegata o joint venture

Le modifiche trattano il conflitto tra l'IFRS 10 e lo IAS 28 con riferimento alla perdita di controllo di una controllata che è venduta o conferita ad una collegata o da una joint venture. Le modifiche chiariscono che l'utile o la perdita risultante dalla vendita o dal conferimento di attività che costituiscono un business, come definito dall'IFRS 3, tra un investitore ed una propria collegata o joint venture, deve essere interamente riconosciuto. Qualsiasi utile o perdita risultante dalla vendita o dal conferimento di attività che non costituiscono un business, è peraltro riconosciuto solo nei limiti della quota detenuta da investitori terzi nella collegata o joint venture. Lo IASB ha rinviato indefinitivamente la data di applicazione di queste modifiche, ma se un'entità decidesse di applicarle anticipatamente dovrebbe farlo prospetticamente.

2.5.2 Principi contabili, emendamenti ed interpretazioni omologati dall'Unione Europea ma non ancora applicabili e non adottati in via anticipata da Gruppo

Sono di seguito illustrati i principi e le interpretazioni che, alla data di redazione del bilancio consolidato del Gruppo, erano già stati emanati ma non erano ancora in vigore. Il Gruppo intende adottare questi principi e interpretazioni, se applicabili, quando entreranno in vigore.

IFRS16 – Leases

Il principio IFRS 16 è stato emesso nel mese di Gennaio 2016 e sostituisce i principi IAS 17 Leases, IFRIC 4 Determining whether an Arrangement contains a Lease, SIC-15 Operating Leases-Incentives and SIC-27 Evaluating the Substance of Transactions Involving the Legal Form of a Lease.

L'IFRS 16 stabilisce i principi per la rilevazione, la misurazione, la presentazione e l'informativa dei contratti di leasing e richiede ai locatari di contabilizzare tutti i contratti di leasing seguendo un unico modello contabile in bilancio simile alla contabilizzazione dei leasing finanziari che erano disciplinati dallo IAS 17.

Il principio include due deroghe alla rilevazione per i locatari - leasing di beni a "basso valore" (ad es. Personal computer) e contratti di locazione a breve termine (cioè contratti di leasing con un periodo di affitto minore o uguale a 12 mesi). Alla data di inizio di un leasing, il locatario rileverà una passività relativa ai canoni di affitto (cioè la passività per il leasing) e un'attività che rappresenta il diritto di utilizzare l'attività sottostante durante la durata del leasing (cioè, il diritto d'uso). I locatari saranno tenuti a rilevare separatamente gli interessi passivi sulla passività per il leasing e gli ammortamenti sul diritto d'uso.

Ai locatari verrà inoltre richiesto di riconsiderare l'importo della passività relativa al leasing al verificarsi di determinati eventi (ad es., Una variazione della durata del leasing, una variazione dei canoni futuri derivanti dal cambiamento di un indice o del tasso utilizzato per determinare tali pagamenti). Il locatario in via generale rileverà la differenza da rimisurazione dell'ammontare della passività di leasing come rettifica del diritto d'uso.

Il metodo di contabilizzazione per il locatore nel rispetto dell'IFRS 16 rimane sostanzialmente invariata rispetto all'attuale politica di accounting secondo lo IAS 17. I locatori continueranno a classificare tutti i leasing utilizzando lo stesso principio di classificazione dello IAS 17 e distingueranno due tipologie di leasing: leasing operativo e finanziario.

L'IFRS 16, che è efficace a partire dagli esercizi che hanno inizio a partire dal 1 ° gennaio 2019, richiede che i locatari e i locatori forniscano un'informativa più ampia rispetto allo IAS 17.

Transizione all'IFRS 16

Il Gruppo prevede di adottare l'IFRS 16 retrospettivamente per ogni periodo precedente di riferimento. Il Gruppo deciderà di applicare lo standard ai contratti precedentemente identificati come leasing che applicano lo IAS 17 e

l'IFRIC 4. Il Gruppo pertanto non applicherà il principio ai contratti che non erano precedentemente identificati come leasing secondo lo IAS 17 e l'IFRIC 4.

Il Gruppo si avvarrà delle deroghe proposte dal principio sui contratti di leasing per i quali i termini del contratto di locazione scadono entro 12 mesi dalla data di applicazione iniziale e i contratti di leasing per i quali l'attività sottostante ha un valore basso. Il Gruppo ha sottoscritto contratti di leasing per alcune attrezzature per ufficio (ad es. Personal computer, stampanti e fotocopiatrici) che sono considerate di scarso valore.

Per effetto dell'adozione dell'IFRS 16, il risultato operativo del Gruppo migliorerà, mentre aumenteranno oneri e debiti finanziari. Ciò deriva dalla modifica della contabilizzazione delle spese di leasing classificate come leasing operativi ai sensi dello IAS 17.

Il gruppo ha effettuato un'analisi preliminare degli impatti dell'IFRS 16 stimando un impatto di prima applicazione sui debiti finanziari (passività di leasing) e sulle attività materiali (Diritto d'uso dell'assets) al 01 gennaio 2019 pari a circa Euro 14,7 milioni e sul conto economico 2019 minori costi esterni per circa Euro 3,9 milioni, maggiori ammortamenti per circa Euro 3,7 milioni e maggiori oneri finanziari per circa Euro 0,3 milioni, a lordo degli eventuali effetti fiscali.

Nell'implementazione del nuovo principio a regime nel 2019 si terrà conto delle interpretazioni che saranno emesse al riguardo dall'*IFRS Interpretations Committee* (IFRIC), tra cui in particolare quelle inerenti il trattamento dei diritti di superficie e dei canoni di concessione, nonché della prassi contabile che si osserverà.

IFRIC Interpretation 23 Uncertainty over Income Tax Treatment

L'Interpretazione definisce il trattamento contabile delle imposte sul reddito quando il trattamento fiscale comporta delle incertezze che hanno effetto sull'applicazione dello IAS 12 e non si applica alle imposte o tasse che non rientrano nello scopo dello IAS 12, né include specificamente requisiti relativi ad interessi o sanzioni riconducibili a trattamenti fiscali incerti.

L'Interpretazione tratta specificamente i seguenti punti:

- Se un'entità considera separatamente i trattamenti fiscali incerti;
- Le assunzioni dell'entità sull'esame dei trattamenti fiscali da parte delle autorità fiscali;
- Come un'entità determina l'utile imponibile (o la perdita fiscale), la base fiscale, le perdite fiscali non utilizzate, i crediti fiscali non utilizzati e le aliquote fiscali;
- Come un'entità tratta i cambiamenti nei fatti e nelle circostanze.

Un'entità deve definire se considerare ogni trattamento fiscale incerto separatamente od unitamente ad altri (uno o più) trattamenti fiscali incerti. Dovrebbe essere seguito l'approccio che consente la miglior previsione della risoluzione dell'incertezza. L'Interpretazione è in vigore per gli esercizi che si aprono al 1 Gennaio 2019 o successivamente, ma sono disponibili alcune agevolazioni per la prima applicazione. Il Gruppo applicherà l'interpretazione alla data di entrata in vigore e al momento sta valutando i possibili impatti. Inoltre, il Gruppo potrebbe dover definire processi e procedure per ottenere le informazioni necessarie all'applicazione tempestiva dell'Interpretazione.

Modifiche all'IFRS 9: Prepayment Features with Negative Compensation

Ai sensi dell'IFRS 9, uno strumento di debito può essere valutato al costo ammortizzato o al fair value nel conto economico complessivo, a condizione che i flussi finanziari contrattualizzati siano "esclusivamente pagamenti di capitale e interessi sull'importo di riferimento" (il criterio SPPI) e lo strumento sia classificato nell'appropriato modello di business. Le modifiche all'IFRS 9 chiariscono che un'attività finanziaria supera il criterio SPPI indipendentemente dall'evento o dalla circostanza che causa la risoluzione anticipata del contratto e

indipendentemente da quale sia la parte che paga o che riceve un ragionevole risarcimento per la risoluzione anticipata del contratto.

Le modifiche devono essere applicate retrospettivamente e sono effettive dal 1 ° gennaio 2019, e l'applicazione anticipata è consentita. Queste modifiche non hanno impatto sul bilancio consolidato del Gruppo.

Modifiche all'IFRS 10 e allo IAS 28: Sale or Contribution of Assets between an Investor and its Associate or Joint Venture

Le modifiche trattano il conflitto tra l'IFRS 10 e lo IAS 28 con riferimento alla perdita di controllo di una controllata che è venduta o conferita ad una collegata o da una joint venture. Le modifiche chiariscono che l'utile o la perdita risultante dalla vendita o dal conferimento di attività che costituiscono un business, come definito dall'IFRS 3, tra un investitore ed una propria collegata o joint venture, deve essere interamente riconosciuto. Qualsiasi utile o perdita risultante dalla vendita o dal conferimento di attività che non costituiscono un business, è peraltro riconosciuto solo nei limiti della quota detenuta da investitori terzi nella collegata o joint venture. Lo IASB ha rinviato indefinitamente la data di applicazione di queste modifiche, ma se un'entità decidesse di applicarle anticipatamente dovrebbe farlo prospetticamente. Il Gruppo applicherà queste modifiche quando entreranno in vigore.

Modifiche allo IAS 19: Plan Amendment, Curtailment or Settlement

Le modifiche allo IAS 19 sanciscono le regole di contabilizzazione nel caso in cui, durante il periodo di riferimento, si verifichi una modifica, una riduzione o un regolamento del piano. Le modifiche precisano che quando una modifica, una riduzione o un regolamento del piano avvengono durante l'esercizio, un'entità è tenuta a:

- Determinare il costo del servizio per il resto del periodo successivo alla modifica, riduzione o regolamento del piano, utilizzando le ipotesi attuariali di riferimento per rimisurare la passività (attività) netta per benefici definiti in modo che rifletta i benefici offerti dal piano e le attività del piano dopo tale evento;
- Determinare l'interesse netto per il periodo rimanente dopo la modifica del piano, riduzione o regolamento del piano: la passività (attività) netta per benefici definiti che riflette i benefici offerti dal piano e le attività del piano dopo tale evento; e il tasso di sconto utilizzato per riparametrare la passività (attività) netta per benefici definiti.

Le modifiche chiariscono inoltre che un'entità in primo luogo deve quantificare tutti costi relativi alle precedenti prestazioni di lavoro, piuttosto che l'utile o la perdita che si sono realizzati al momento del regolamento, senza considerare l'effetto del massimale dell'attività. Tale importo è rilevato nel prospetto dell'utile/(perdita) d'esercizio.

Successivamente, dopo la modifica, la riduzione o il regolamento del piano, l'entità quantifica l'effetto del massimale dell'attività. Qualsiasi variazione in merito, ad eccezione di quanto è già incluso negli interessi netti, deve essere rilevata nelle altre componenti del conto economico complessivo.

Le modifiche si applicano a modifiche, riduzioni o regolamenti del piano che si verificano a partire dal primo esercizio che inizia il 1 ° gennaio 2019 o successivamente, e ne è consentita l'applicazione anticipata.

Tali variazioni si applicheranno solo a eventuali modifiche future del piano, riduzioni o transazioni del Gruppo.

Modifiche allo IAS 28: Long-term interests in associates and joint ventures

Le modifiche specificano che un'entità applica l'IFRS 9 per investimenti a lungo termine in una società collegata o joint venture, per i quali non si applica il metodo del patrimonio netto ma che, in sostanza, formano parte dell'investimento netto nella società collegata o joint venture (interessi a lungo termine).

Questo chiarimento è rilevante perché implica che il modello delle perdite attese sui crediti dell'IFRS 9, si applica a tali investimenti a lungo termine.

Le modifiche chiariscono inoltre che, nell'applicare l'IFRS 9, un'entità non deve tenere conto di eventuali perdite della società collegata o della joint venture o di eventuali perdite di valore della partecipazione, rilevate come rettifiche della partecipazione netta nella collegata o joint venture che derivano dall'applicazione dello IAS 28 Investments in Associates and Joint Ventures.

Le modifiche devono essere applicate in maniera retrospettiva e sono efficaci a partire dal 1 ° gennaio 2019, e l'applicazione anticipata è consentita. Poiché il Gruppo non detiene interessi a lungo termine nella propria collegata e joint venture, le modifiche non avranno impatto sul bilancio consolidato.

Miglioramenti annuali 2015-2017 Cycle (emessi nel Dicembre 2017)

Questi miglioramenti includono:

IFRS 3 Business Combinations

Le modifiche puntualizzano che, quando un'entità ottiene il controllo di un business che è una joint operation, applica i requisiti per un'aggregazione aziendale (business combination) che si è realizzata in più fasi, tra cui la rivisitazione al fair value della partecipazione precedentemente detenuta nelle attività e passività della joint operation. Nel fare ciò, l'acquirente rivaluta l'intera partecipazione precedentemente detenuta nella joint operation.

L'entità applica tali modifiche alle business combinations per cui la data di acquisizione coincide o è successiva al primo esercizio a partire dal 1 ° gennaio 2019, con l'applicazione anticipata consentita. Queste modifiche si applicano alle successive business combinations del Gruppo.

IFRS 11 Joint Arrangements

Una parte che partecipa in una joint operation, senza avere il controllo congiunto, potrebbe ottenere il controllo congiunto della joint operation nel caso in cui l'attività della stessa costituisca un business come definito nell'IFRS 3.

Le modifiche chiariscono che le partecipazioni precedentemente detenute in tale joint operation non sono rimisurate. Un'entità applica tali modifiche alle operazioni nelle quali detiene il controllo congiunto a partire dall'inizio dell'esercizio a partire dal 1 ° gennaio 2019 o successivamente, con l'applicazione anticipata consentita. Queste modifiche non sono oggi applicabili al Gruppo ma potrebbero diventarlo in futuro.

IAS 12 Income Taxes

Le modifiche chiariscono che gli effetti delle imposte sui dividendi sono collegati perlo più alle operazioni passate o agli eventi che hanno generato utili distribuibili piuttosto che alle distribuzioni ai soci. Pertanto, un'entità rileva gli effetti delle imposte sul reddito dai dividendi nel prospetto dell'utile/(perdita) d'esercizio, nelle altre componenti di conto economico complessivo o nel patrimonio netto coerentemente con il modo in cui l'entità ha precedentemente riconosciuto tali operazioni o eventi passati.

L'entità applica tali modifiche per gli esercizi che hanno inizio dal 1 ° gennaio 2019 o successivamente, ed è consentita l'applicazione anticipata. Quando l'entità applica per la prima volta tali modifiche, le applica agli effetti

che hanno avuto le imposte sui dividendi rilevati a partire dall'inizio del primo esercizio. Poiché la prassi attuale del Gruppo è in linea con tali emendamenti, il Gruppo non prevede alcun effetto sul proprio bilancio consolidato.

IAS 23 Borrowing Costs

Le modifiche chiariscono che un'entità tratta come finanziamenti non specifici qualsiasi finanziamento effettuato e che fin dal principio era finalizzato a sviluppare un'attività, nel caso in cui tutte le azioni necessarie per predisporre tale attività all'uso o alla vendita sono completate.

Un'entità applica tali modifiche agli oneri finanziari sostenuti a partire dall'inizio dell'esercizio in cui l'entità applica per la prima volta tali modifiche. Un'entità applica tali modifiche per gli esercizi che hanno inizio dal 1° gennaio 2019 o successivamente, e l'applicazione anticipata è consentita. Poiché la prassi attuale del Gruppo è in linea con tali modifiche, il Gruppo non rileva alcun effetto sul proprio bilancio consolidato.

“Amendments to IAS 1 and IAS 8 – Definition of Material”, emesso a ottobre 2018

Le modifiche chiariscono la definizione di “materialità” come segue: “l'informazione è da considerarsi materiale se si può ragionevolmente prevedere che una sua omissione, errata presentazione od oscuramento influenzi le decisioni adottate dagli utilizzatori primari dei bilanci sulla base di tali bilanci, i quali forniscono informazioni finanziarie su una specifica società.” Includendo il concetto di “oscuramento dell'informazione” nella nuova definizione, le modifiche specificano che l'informazione è oscurata quando è comunicata in un modo che avrebbe lo stesso effetto di una sua omissione o errata presentazione. Al fine di evitare situazioni per le quali vi sia l'obbligo di includere nel bilancio una informazione che non è in grado di influenzare le decisioni degli utilizzatori primari, le modifiche introducono anche una nuova soglia nella definizione di materialità sostituendo il “potrebbe influenzare” con “si può ragionevolmente prevedere che influenzi”. Infine, le modifiche chiariscono l'obbligo per la società di considerare gli utilizzatori primari dei bilanci (per es., investitori esistenti e potenziali, finanziatori e altri creditori) nel decidere quali informazioni rendere pubbliche. Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi con inizio il 1° gennaio 2020 o successivamente. È consentita un'applicazione anticipata. Il Gruppo sta valutando i potenziali effetti derivanti dalla futura applicazione delle nuove disposizioni.

“Amendments to IFRS 3 – Definition of a Business”, emesso a ottobre 2018.

Le modifiche chiariscono che per essere considerata un'aggregazione, l'acquisizione dovrà includere, come minimo, un input e un processo sostanziale che insieme contribuiscano in modo significativo all'abilità di creare un prodotto. Le nuove linee guida offrono un quadro di riferimento per valutare la presenza di un input e di un processo sostanziale. La definizione di aggregazione e di prodotto si concentra ora sui beni e servizi forniti ai clienti e viene eliminato il riferimento a rendimenti sotto forma di minori costi e altri benefici economici. Inoltre, non è più necessario valutare se gli operatori di mercato sono in grado di sostituire eventuali input o processi mancanti e continuare a creare un prodotto. Le modifiche introducono inoltre un test facoltativo che, in caso di esito positivo, elimina la necessità di ulteriori valutazioni (concentration test). Ai sensi di tale test, un insieme di attività e beni acquistati non è un business se sostanzialmente tutto il fair value delle attività lorde acquisite è concentrata in un'unica attività identificabile (o gruppo di attività simili identificabili).

Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi con inizio il 1° gennaio 2020. È consentita un'applicazione anticipata. Il Gruppo sta valutando i potenziali effetti derivanti dalla futura applicazione delle nuove disposizioni.

“Revised Conceptual Framework for Financial Reporting”

“Revised Conceptual Framework for Financial Reporting”, emesso a marzo 2018. La versione revised comprende modifiche di ampio respiro rispetto alla precedente versione del 2010. Il Conceptual Framework revised prevede alcuni concetti nuovi, offre migliori definizioni e criteri di rilevazione e chiarisce alcuni concetti importanti. In particolare, definisce:

- la finalità generale della rendicontazione finanziaria;

- le caratteristiche qualitative che rendono utile l'informazione finanziaria;
- una descrizione della reporting entity e la sua delimitazione;
- le definizioni di attività, passività, patrimonio, ricavi e costi e guidance a sostegno di tali definizioni;
- criteri per la rilevazione e derecognition di attività e passività nei bilanci;
- basi di valutazione e indicazioni sul loro utilizzo;
- concetti e guidance su presentazione e disclosure; e
- concetti relativi a capitale e capital maintenance.

Il Conceptual Framework revised è accompagnato da una Basis for Conclusions. Lo IASB ha inoltre emesso un documento di accompagnamento separato, "Amendments to References to the Conceptual Framework in IFRS Standards", che delinea le modifiche ai principi interessati al fine di aggiornare i riferimenti al Conceptual Framework revised.

Il Conceptual Framework revised si applicherà a partire dagli esercizi con inizio il 1° gennaio 2020. È consentita un'applicazione anticipata. Il Gruppo sta valutando i potenziali effetti derivanti dalla futura applicazione delle nuove disposizioni.

3. Valutazioni discrezionali e stime contabili significative

La preparazione del bilancio del Gruppo, in applicazione degli IFRS-EU, richiede agli amministratori di effettuare valutazioni discrezionali, stime e ipotesi che influenzano i valori di ricavi, costi, attività e passività e l'informativa a questi relativa, nonché l'indicazione di passività potenziali. Le stime e i giudizi del management si basano sulle esperienze pregresse e su altri fattori considerati ragionevoli nella fattispecie; essi vengono adottati quando il valore contabile delle attività e passività non è facilmente desumibile da altre fonti. I risultati che si consuntiveranno, pertanto, potrebbero differire da tali stime. Le stime e le assunzioni sono riviste periodicamente e gli effetti di ogni variazione sono riflessi a Conto economico, qualora la revisione interessi solo quell'esercizio. Nel caso in cui, invece, la stessa interessi esercizi sia correnti sia futuri, la variazione è rilevata nell'esercizio in cui la revisione viene effettuata e nei relativi periodi futuri.

Al fine di una migliore comprensione del bilancio, di seguito alla nota 3.2 "Stime contabili significative", sono indicate le principali voci di bilancio interessate dall'uso di stime contabili e le fattispecie che risentono di una significativa componente del giudizio del management, evidenziando le principali assunzioni utilizzate nel loro processo di valutazione, nel rispetto dei sopra richiamati principi contabili internazionali. La criticità insita in tali valutazioni è determinata, infatti, dal ricorso ad assunzioni e/o a giudizi professionali relativi a tematiche per loro natura incerte.

Le modifiche delle condizioni alla base delle assunzioni e dei giudizi adottati potrebbero determinare un impatto significativo sui risultati successivi.

Ulteriori informazioni relative all'esposizione del Gruppo a rischi e incertezze sono fornite anche nei seguenti paragrafi:

- Gestione del capitale;
- Obiettivi e criteri di gestione del rischio finanziario;
- Informativa sulle analisi di sensitività.

3.1 Valutazioni discrezionali

Nell'applicare i principi contabili di Gruppo, gli amministratori hanno assunto decisioni basate sulle seguenti valutazioni discrezionali (escluse quelle che comportano delle stime) con un effetto significativo sui valori iscritti a bilancio.

(i) Attività destinate alla vendita o dismissione

Il Gruppo ha designato come attività non correnti destinate alla vendita/dismissione la società polacca Useneko, operante nell'attività di distribuzione gas in Polonia e controllata al 100% da Estra S.p.A.

Il Consiglio d'Amministrazione ritiene che la controllata abbia le caratteristiche per essere classificata come attività destinata alla vendita o dismissione per le seguenti ragioni:

- La controllata Useneko rappresenta un'area geografica separata, nel caso specifico l'unica al di fuori del territorio italiano;
- il valore contabile dell'investimento sarà recuperato principalmente con un'operazione di vendita, anziché tramite il suo uso continuativo;
- l'attività è disponibile per la vendita immediata nella sua condizione attuale, soggetta a condizioni, che sono d'uso e consuetudine, per la vendita di tali attività. La vendita è ritenuta altamente probabile;
- la Direzione è impegnata nel programma di dismissione dell'attività e le trattative con il potenziale acquirente sono in fase avanzata;
- Il completamento della vendita si è protratto oltre un anno per eventi o circostanze fuori del controllo dell'entità legate a criticità emerse in alcuni interventi di ripristino della rete e nella regolarizzazione contrattuale di alcune servitù di passaggio, attività propedeutiche alla cessione dell'azienda;
- Il Gruppo ha intrapreso azioni per la risoluzione di tali criticità al fine di attuare il programma di dismissione delle società.

Per effetto di tale designazione, la partecipata è stata presentata in accordo all'IFRS 5: le attività e passività della Useneko sono state presentate su un'unica linea tra le "attività/passività destinate alla dismissione" e l'effetto della valutazione della stessa al valore di presumibile realizzo è registrato in un'unica riga come Utile/(perdita) netto derivante da attività destinate alla dismissione. Il Consiglio d'Amministrazione ha valutato l'ulteriore ritardo nella dismissione come non dipendente da cause interne e stante la confermata volontà di attuare il programma di dismissione dell'asset e l'incertezza circa l'ottenimento delle possibili condizioni migliorative, nel presente bilancio gli Amministratori hanno adeguato il valore netto delle attività destinate alla vendita al più probabile valore di realizzo di Euro 650 migliaia, rilevando una svalutazione di euro 2.320 migliaia registrata nella voce "Utile/(perdita) netto derivante da attività destinate alla dismissione" in accordo all'IFRS 5.

(ii) Controllo congiunto di un'entità in cui il Gruppo detiene meno della maggioranza delle azioni

Il Gruppo controlla congiuntamente al socio Viva Servizi S.p.A. la società EDMA Reti Gas S.r.l. al 31 dicembre 2018 anche se singolarmente detiene il 45% del capitale sociale. Questo perché, in forza di previsioni statutarie e patti parasociali che richiedono il consenso unanime di ambo le parti per le decisioni relative alle attività rilevanti, il Gruppo determina congiuntamente a Viva Servizi S.p.A. le politiche finanziarie, gestionali e strategiche della partecipata.

Considerando la natura non finanziaria della partecipazione ed il ruolo gestionale ed operativo rilevante svolto dal Gruppo, la quota di pertinenza del Gruppo del risultato d'esercizio della partecipata, valutata con il metodo del patrimonio netto, è rilevata nel prospetto di Conto Economico prima del risultato operativo.

(iii) Identificazione delle Cash Generating Unit (CGU)

In applicazione alle disposizioni dello IAS 36 "Riduzione di valore delle attività", l'avviamento iscritto nel Bilancio in virtù di operazioni di aggregazione aziendale è stato allocato a singole CGU o a gruppi delle stesse, in quanto si prevede beneficeranno dall'aggregazione. Una CGU rappresenta il più piccolo gruppo di attività che genera flussi finanziari largamente indipendenti.

Nel processo di individuazione delle predette CGU, il management ha tenuto conto della natura specifica dell'attività e del business a cui essa appartiene (area territoriale, aree di business, normativa di riferimento, ecc.), verificando che i flussi finanziari derivanti da un gruppo di attività fossero strettamente interdipendenti ed ampiamente autonomi da quelli derivanti da altre attività (o gruppi di attività).

Le attività incluse in ogni CGU sono state individuate anche sulla base delle modalità attraverso le quali il management le gestisce e le monitora nell'ambito del cosiddetto business model adottato. In particolare le CGU identificate sono:

* CGU Vendita gas ed energia

* CGU Distribuzione gas Centria

* CGU Distribuzione gas Gergas

* CGU Trading gas naturale

Inoltre sono state identificate più CGU che risultano sovrapponibili alle singole società rientranti nel segmento IFRS 8 come “Altre SBU”, come specificato in nota 4 “Settori Operativi”.

3.2 Stime contabili significative

L'applicazione dei principi contabili generalmente accettati per la redazione del bilancio, comporta che la Direzione Aziendale effettui stime contabili basate su giudizi complessi e/o soggettivi, su esperienze passate e su ipotesi considerate ragionevoli e realistiche sulla base delle informazioni conosciute al momento della stima. L'utilizzo di tali stime contabili influenza il valore di iscrizione delle attività e delle passività, così come l'informativa su attività e passività potenziali alla data di bilancio, nonché l'ammontare dei ricavi e dei costi nel periodo di riferimento. I risultati effettivi possono differire da quelli stimati, a causa dell'incertezza che caratterizza le ipotesi e le condizioni che generano le stime medesime. Di seguito sono indicate le principali stime contabili presenti all'interno del processo di redazione del bilancio, considerate critiche in quanto comportano un elevato ricorso a giudizi soggettivi, assunzioni e stime su tematiche per loro natura incerte. Eventuali modifiche alle condizioni su cui si basano giudizi, assunzioni e stime adottati, possono determinare un impatto rilevante sui risultati successivi.

(i) Riduzioni di valore di attività non finanziarie

Si registra una riduzione di valore di una attività non finanziaria quando eventi o modifiche delle circostanze facciano ritenere che il valore di iscrizione in bilancio non sia recuperabile. Gli eventi che possono determinare una riduzione di valore di attività sono variazioni nei piani industriali, cambiamenti normativi, alto turnover della clientela, variazioni nei prezzi di mercato, ridotto utilizzo degli impianti. La decisione se procedere a una riduzione di valore e la quantificazione della stessa dipendono dalle valutazioni della Direzione Aziendale su fattori complessi e altamente incerti, tra i quali l'andamento futuro dei prezzi, l'impatto dell'inflazione, tasso di abbandono o tasso di defezione della clientela (churn rate).

Una riduzione di valore si verifica quando il valore contabile di un'attività o unità generatrice di flussi di cassa eccede il proprio valore recuperabile, che è il maggiore tra il suo fair value dedotti i costi di vendita e il suo valore d'uso. Il fair value meno i costi di vendita è l'ammontare ottenibile dalla vendita di un'attività o di un'unità generatrice di flussi di cassa in una libera transazione fra parti consapevoli e disponibili, dedotti i costi della dismissione. La Direzione aziendale nel determinare tale fair value può far ricorso anche a perizie redatte da terzi in particolare per quanto concerne il valore industriale dei beni in concessione (VIR).

Il calcolo del valore d'uso è basato su un modello di attualizzazione dei flussi di cassa. I flussi di cassa sono derivati dai piani previsionali approvati che considerano stime puntuali e non includono attività di ristrutturazione per i quali il Gruppo non si è ancora impegnato o investimenti futuri rilevanti che incrementeranno i risultati dell'attività componenti l'unità generatrice di flussi di cassa oggetto di valutazione. Il valore recuperabile dipende sensibilmente dal tasso di sconto utilizzato nel modello di attualizzazione dei flussi di cassa, così come dai flussi di cassa attesi in futuro e del tasso di crescita utilizzato per l'estrapolazione. Le assunzioni chiave utilizzate per determinare il valore recuperabile per le diverse unità generatrici di flussi di cassa, inclusa un'analisi di sensitività, sono dettagliatamente descritte nelle note Impairment test ai sensi dello IAS 36 sul valore dell'avviamento (10.1.4 Impairment test ai sensi dello IAS 36 sul valore dell'avviamento) e Impairment test ai sensi dello IAS 36 sul valore delle attività materiali (10.1.2 Impairment test ai sensi dello IAS 36 sul valore delle attività materiali).

(ii) Business combination

La rilevazione delle operazioni di business combination implica l'attribuzione alle attività e passività dell'impresa acquisita della differenza tra il costo di acquisto e il valore netto contabile. Per la maggior parte delle attività e delle passività, l'attribuzione della differenza è effettuata rilevando le attività e le passività al loro fair value. La parte non attribuita se positiva è iscritta a goodwill, se negativa è imputata a conto economico. L'allocazione del prezzo pagato operata in via provvisoria è suscettibile di revisione/aggiornamento entro i 12 mesi successivi all'acquisizione avendo riguardo a nuove informazioni su fatti e circostanze esistenti alla data

dell'acquisizione. Nel processo di attribuzione il Gruppo si avvale delle informazioni disponibili e, per le business combination più significative, di valutazioni esterne; il processo di allocazione richiede, anche in funzione delle informazioni disponibili, l'esercizio di un giudizio complesso da parte della Direzione Aziendale.

(iii) Ammortamenti

Gli ammortamenti sono calcolati in base alla vita utile stimata del bene, alla durata residua della concessione, tasso di abbandono o tasso di defezione (churn rate). La vita utile è determinata dagli amministratori, con l'ausilio anche di esperti tecnici al momento dell'iscrizione del bene nel bilancio; le valutazioni circa la durata della vita utile si basano sull'esperienza storica, sulle condizioni di mercato e sulle aspettative di eventi futuri che potrebbero incidere sulla vita utile stessa, compresi i cambiamenti tecnologici. Il Gruppo valuta periodicamente i cambiamenti tecnologici e di settore, il tasso di abbandono della clientela ("churn rate"), gli oneri di smantellamento/chiusura e il valore di recupero per aggiornare la residua vita utile. Tale aggiornamento periodico potrebbe comportare una variazione nel periodo di ammortamento e quindi anche della quota di ammortamento degli esercizi futuri.

Relativamente alla durata delle concessioni per l'attività di distribuzione del gas naturale, il Decreto Legislativo n. 164/00 (Decreto Letta) ha stabilito che tutti gli affidamenti dovranno essere posti in gara entro la scadenza del cosiddetto "periodo transitorio", e che la nuova durata delle concessioni non potrà superare i dodici anni. Alla scadenza delle concessioni al gestore uscente, a fronte della cessione delle proprie reti di distribuzione, è riconosciuto un indennizzo definito in base ai criteri della stima industriale. In relazione alle stime effettuate dagli amministratori in sede di determinazione del criterio di ammortamento, il valore netto contabile dei beni alla scadenza della concessione, non dovrebbe risultare superiore al valore industriale residuo (c.d. VIR).

(iv) Piani a benefici definiti

Il costo dei piani pensionistici a benefici definiti successivi al rapporto di lavoro ed il valore attuale dell'obbligazione per benefici definiti sono determinati utilizzando valutazioni attuariali. La valutazione attuariale richiede l'elaborazione di varie assunzioni che possono differire dagli effetti sviluppi futuri. Queste assunzioni includono la determinazione del tasso di sconto, i futuri incrementi salariali, i tassi di mortalità e il futuro incremento delle pensioni. A causa della complessità della valutazione e della sua natura di lungo termine, tali stime sono estremamente sensibili a cambiamenti nelle assunzioni. Tutte le assunzioni sono riviste con periodicità annuale.

Il tasso di sconto rappresenta il parametro maggiormente soggetto a variazioni. Nella determinazione del tasso di sconto appropriato, gli amministratori utilizzano come riferimento il tasso di interesse di obbligazioni (corporate bond), in valute coerenti con le valute delle obbligazioni per benefici definiti, che abbiano un rating minimo AA, assegnato da agenzie di rating riconosciute internazionalmente, e con scadenze medie corrispondenti alla durata attesa dell'obbligazione a benefici definiti. Le obbligazioni sono sottoposte a un'ulteriore analisi qualitativa e quelle che presentano uno spread creditizio ritenuto eccessivo sono eliminate dalla popolazione di obbligazioni sulla quale è calcolato il tasso di sconto, in quanto non rappresentano una categoria di obbligazioni di alta qualità.

Il tasso di mortalità è basato sulle tavole disponibili sulla mortalità specifica per ogni Paese. Tali tavole sulla mortalità tendono a variare solamente a intervalli in risposta ad una variazione demografica. I futuri incrementi salariali e gli incrementi delle pensioni si basano sui tassi d'inflazione attesi per ciascun Paese. Ulteriori dettagli sono forniti nella Nota Trattamento di fine rapporto.

(v) Fair value degli strumenti finanziari

Quando il fair value di un'attività o passività finanziaria rilevata nel prospetto della situazione patrimoniale-finanziaria non può essere misurato basandosi sulle quotazioni in un mercato attivo, il fair value viene determinato utilizzando diverse tecniche di valutazione, incluso il modello dei flussi di cassa attualizzati. Gli input inseriti in questo modello sono rilevati dai mercati osservabili, ove possibile, ma qualora non sia possibile, è richiesto un certo grado di stima per definire i valori equi. Le stime includono considerazioni su variabili quali il rischio di liquidità e il rischio di credito, se ritenuti rilevanti. I cambiamenti delle assunzioni su questi elementi potrebbero avere un impatto sul fair value dello strumento finanziario rilevato.

(vi) Accantonamenti per rischi e svalutazione crediti

Gli accantonamenti per rischi sono effettuati sulla base delle aspettative di eventi puntuali, che in base alle informazioni disponibili e al supporto dei legali e consulenti che assistono il Gruppo, si ritengono ragionevolmente certi.

La recuperabilità del valore di iscrizione dei crediti per vendite di energia elettrica e gas, insieme alla necessità di rilevare un'eventuale svalutazione degli stessi, sono frutto di un processo valutativo da parte della Direzione Aziendale che comporta giudizi complessi e/o soggettivi. Il calcolo si basa su analisi per cluster di clientela, integrate da specifiche valutazioni analitiche, utilizzando una matrice per la misurazione delle perdite attese (provision matrix). Le percentuali di svalutazione sono determinate sulla base di analisi storiche che hanno riguardato le perdite sugli importi dovuti dai clienti, in relazione all'anzianità del credito, al merito creditizio della controparte ove disponibile, alle tempistiche medie di incasso, allo status del credito (attivo, cessato) e all'andamento storico della singola classe omogenea tenendo in considerazione eventuali informazioni attuali che potrebbero influenzare le aspettative e le stime di perdite su crediti

(vii) Rilevazione dei ricavi

I ricavi per la vendita di energia elettrica e gas a clientela business, retail e domestica sono riconosciuti e contabilizzati al momento dell'erogazione della fornitura, rilevata in base a prefissati calendari di lettura del consumo, e comprendono la stima per la fornitura di energia elettrica e gas erogati ai clienti finali e non ancora fatturati al 31 dicembre. Tale stima è ottenuta quale differenza tra i consumi (effettivi o stimati sulla base dei consumi storici dei clienti e di altri fattori che possono influire sul consumo oggetto di stima, quali le condizioni atmosferiche) già fatturati entro la fine dell'esercizio e le quantità complessivamente immesse nella rete di distribuzione al netto della stima delle eventuali perdite di rete; la stima è rilevata in appositi stanziamenti per fatture da emettere. La misura dei volumi distribuiti ed allocati è comunicata dai distributori e trasportatori, sia nazionali, che locali ed è soggetta a potenziali revisioni in esercizi successivi come previsto dalla normativa di riferimento. L'entità dei volumi di gas e energia elettrica immessi nelle reti e non ancora fatturata, così ottenuta, viene valorizzata, a seconda della tipologia di clientela, sulla base dell'incidenza dei rispettivi volumi già fatturati nell'esercizio e sulla base della relativa tariffa media in vigore nel corso dell'esercizio.

Lo stanziamento dei ricavi per fatture da emettere per vendite di gas e energia elettrica ai clienti finali è pertanto l'esito di una stima complessa basata sui volumi distribuiti ed allocati, suscettibili di essere conguagliati, ed è influenzata dal giudizio professionale della Direzione Aziendale. Si rimanda alla nota 10.2.2 Crediti commerciali per ulteriori elementi.

4. Settori operativi

Ai fini gestionali, il Gruppo è organizzato in *strategic business unit* (“SBU”) sulla base dei prodotti e servizi forniti, qualificabili come settori operativi ai sensi dell’IFRS 8, illustrati di seguito:

(i) Distribuzione gas naturale

L’attività delle SBU comprende la gestione tecnico-operativa di reti di distribuzione di gas naturale.

(ii) Vendita gas naturale ed energia elettrica

L’attività della SBU è rappresentata dalla vendita sui mercati all’ingrosso e al dettaglio di gas metano ed energia elettrica. Il supporto alle aree commerciali è assicurato dalle attività di approvvigionamento gas ed energia elettrica, dispacciamento, stoccaggio e logistica, ottimizzazione portafoglio.

(iii) Corporate e altri settori

La SBU “Corporate e altri settori” comprende:

- la gestione tecnico-operativa di reti di telecomunicazioni e commercializzazione degli stessi (sono altresì comprese le attività relative ai servizi di videosorveglianza, trasmissione dati, telefonia, e accessi ad internet);
- la dotazione e sfruttamento di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili con particolare riferimento a fotovoltaico, eolico e biomasse;
- la gestione di impianti di riscaldamento di proprietà di terze parti (servizi di gestione calore) e attività di facility management;
- la commercializzazione di gas propano liquido;
- le attività svolte dalla *holding* in termini di gestione e assistenza logistica verso le altre società del Gruppo.

Nel bilancio consolidato al 31 dicembre 2017, il Gruppo aveva inoltre identificato il settore operativo IFRS 8 “**Trading gas naturale**”, rappresentativo dell’attività di trading di gas naturale finalizzata a cogliere, entro limiti di rischio predefiniti, opportunità di profitto aggiuntivo rispetto all’attività di trading funzionale al miglioramento delle condizioni di acquisto e approvvigionamento attraverso l’ottimizzazione degli *asset* del Gruppo (capacità di stoccaggio e trasporto di gas naturale e flessibilità del contratto di fornitura a lungo termine) (“Portafoglio industriale”).

Per effetto della contabilizzazione netta dei costi e ricavi dell’attività di trading come richiesto dal principio IFRS 15 in vigore a partire dal 01 gennaio 2018, il settore non supera le soglie quantitative previste dall’IFRS 8 da cui discende l’obbligo di informativa separata.

Nel corso dell’esercizio 2018, anche a seguito delle operazioni perfezionate a fine esercizio precedente di acquisizione totalitaria delle quote societarie e successiva fusione per incorporazione in Estra Energie S.r.l. di Exo Energy Trading S.r.l., società operante nel trading di gas naturale precedentemente a compagine e governance mista, il Gruppo ha operato una riorganizzazione interna della SBU Vendita gas naturale ed energia che colloca le attività di trading gas e di somministrazione gas ai clienti finali sotto il medesimo livello decisionale in termini di assegnazione degli obiettivi, allocazione delle risorse e monitoraggio dei risultati. In considerazione di tale riorganizzazione, oltre che di caratteristiche simili rispetto al Portafoglio industriale (quali mercato, bene sottostante e controparti), a partire dal presente bilancio consolidato, i risultati del trading sono stati inclusi nel segmento operativo “Vendita gas ed energie elettrica”, in applicazione dell’IFRS 8, par. 29.

Gli altri settori hanno caratteristiche economiche, criteri di organizzazione e performance diversi, ma non superano le soglie quantitative tali da rendere necessaria un’informativa separata.

Il Gruppo opera sul territorio italiano, ad eccezione delle discontinued operation relative alla controllata Useneko localizzata in Polonia. Per gli effetti relativi alle discontinued operation si rimanda allo specifico paragrafo del presente documento.

Gli amministratori osservano separatamente i risultati conseguiti dai settori operativi allo scopo di prendere decisioni in merito all'allocazione delle risorse e alla verifica della performance. La performance dei settori è valutata sulla base del risultato che è misurato coerentemente con il risultato nel bilancio consolidato.

La gestione finanziaria del Gruppo (inclusi costi e ricavi su finanziamenti) e le imposte sul reddito sono gestiti a livello di Gruppo e non sono allocati ai settori operativi.

I prezzi di trasferimento tra i settori operativi sono negoziati internamente con modalità simili a transazioni con parti terze.

Gli amministratori osservano separatamente solo le attività per settore operativo, mentre le passività sono osservate a livello di Gruppo.

Di seguito viene presentata l'analisi comparativa dei dati economici per settore operativo degli esercizi 2018 e 2017. Per migliorare la comparabilità con i dati 2018, predisposti in accordo all'IFRS 15, i risultati per settore operativo al 31/12/2017 sono stati riesposti al fine di rappresentare:

- il margine netto dell'attività di trading gas nel settore operativo Vendita gas e luce con conseguente riclassifica di costi e ricavi nella voce proventi (oneri) da gestione commodity;
- i ricavi per componenti tariffarie passanti al netto dei relativi costi nel settore operativo Distribuzione gas naturale;
- i ricavi per prestazioni accessorie passanti al netto dei relativi costi nel settore operativo Vendita gas e luce;
- ricavi per personale comandato verso terzi a riduzione del costo del personale dei settori operativi.

Valori economici per segmento

Settori operativi	Distribuzione gas naturale		Vendita gas e luce		Corporate e Altre		Rettifiche e Elisioni		Totale	
	Esercizio chiuso al 31 dicembre		Esercizio chiuso al 31 dicembre		Esercizio chiuso al 31 dicembre		Esercizio chiuso al 31 dicembre		Esercizio chiuso al 31 dicembre	
(valori in migliaia di euro)	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Totale Ricavi	110.179	87.954	750.633	653.524	56.002	45.909	(73.841)	(71.528)	842.973	715.859
Costi esterni	(67.738)	(50.592)	(699.837)	(585.535)	(37.541)	(32.539)	73.841	71.533	(731.276)	(597.132)
Costi del personale	(12.790)	(10.698)	(10.870)	(10.241)	(12.945)	(11.706)		(5)	(36.604)	(32.651)
Proventi/(oneri) da gestione rischio commodity			(4.419)	1.359					(4.419)	1.359
Quota del risultato di società collegate e joint venture di natura non finanziaria					558	225			558	225
Margine operativo lordo (EBITDA)	29.651	26.664	35.508	59.107	6.074	1.889	-	-	71.233	87.660
Ammortamenti e svalutazioni	(13.066)	(9.696)	(12.492)	(14.118)	(9.354)	(9.371)			(34.912)	(33.185)
Accantonamenti	(62)	(129)	(8.225)	(9.463)	(65)	(186)			(8.353)	(9.779)
Risultato operativo (EBIT)	16.523	16.839	14.790	35.526	(3.345)	(7.668)	-	-	27.969	44.696

Valori patrimoniali per segmento

Settori operativi Attività di settore (valori in migliaia di euro)	Distribuzione gas naturale		Vendita gas e luce		Corporate e altre		Rettifiche e Elisioni		Totale	
	Esercizio chiuso al 31 dicembre		Esercizio chiuso al 31 dicembre		Esercizio chiuso al 31 dicembre		Esercizio chiuso al 31 dicembre		Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Attività non correnti	298.800	255.022	176.990	167.167	101.870	104.909	(4)	(11.712)	577.657	515.386
Attività correnti	81.698	40.906	384.774	309.031	224.236	96.284	(45.010)	(73.737)	645.698	372.484
Attività destinate alla vendita					930	2.350			930	2.350
Totale attività	380.498	295.928	561.764	476.198	327.036	203.543	(45.014)	(85.449)	1.224.285	890.220

I valori sopra riportati esprimono la suddivisione dell'attivo patrimoniale per SBU con esclusione delle componenti finanziarie in quanto la gestione finanziaria del Gruppo è gestita a livello di Gruppo.

Investimenti e aggregazioni aziendali per segmento

Investimenti per settore operativo (valori in migliaia di euro)	Distribuzione gas naturale		Vendita gas e luce		Corporate e altre		Totale	
	Esercizio chiuso al 31 dicembre		Esercizio chiuso al 31 dicembre		Esercizio chiuso al 31 dicembre		Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Investimenti in Attività immateriali	20.888	12.515	7.050	5.801	2.647	2.225	30.586	20.541
Investimenti in Attività immateriali derivanti da aggregazioni aziendali	12.690		15.116	19.943	3		27.809	19.943
Totale investimenti (incluse le aggregazioni aziendali) in Attività Immateriali	33.578	12.515	22.167	25.744	2.650	2.225	58.395	40.484
Investimenti in Attività materiali	510	178	215	750	8.411	4.125	9.136	5.053
Investimenti in Attività materiali derivanti da aggregazioni aziendali	84		75	225	420	35.418	580	35.643
Totale investimenti (incluse le aggregazioni aziendali) in Attività materiali	594	178	291	975	8.831	39.543	9.716	40.696
Totale	34.172	12.693	22.457	26.719	11.481	41.768	68.111	81.180

Riconciliazione del risultato

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2018	2017
Risultato dei settori (al netto di rettifiche ed elisioni)	27.969	44.697
Proventi finanziari	2.113	3.335
Oneri finanziari	(15.368)	(17.548)
Utili e perdite su cambi	(2)	
Quota dei proventi/(oneri) da valutazione delle partecipazioni di natura finanziaria con il metodo del PN	427	280
GESTIONE FINANZIARIA	(12.830)	(13.933)
UTILE ANTE IMPOSTE	15.139	30.764
Imposte sul reddito dell'esercizio	(5.108)	(14.321)
RISULTATO NETTO DERIVANTE DALLE ATTIVITA' IN FUNZIONAMENTO	10.031	16.443
Risultato netto attività cessate / in dismissione	(2.320)	(377)
RISULTATO NETTO DELL'ESERCIZIO	7.711	16.066

5. Gestione del capitale

Ai fini della gestione del capitale del Gruppo, si è definito che questo comprende il capitale sociale emesso, la riserva sovrapprezzo azioni, tutte le altre riserve di capitale attribuibili agli azionisti della capogruppo ed il patrimonio netto di terzi. L'obiettivo principale della gestione del capitale è massimizzare il valore per gli azionisti. Il Gruppo gestisce la struttura patrimoniale in base alle condizioni economiche ed ai requisiti dei covenants finanziari.

Il Gruppo controlla il patrimonio utilizzando un gearing ratio, costituito dal rapporto tra l'indebitamento finanziario netto ed il patrimonio netto consolidato. La politica del Gruppo consiste nel mantenere questo rapporto al di sotto di 1. Il Gruppo include nell'indebitamento finanziario netto le disponibilità liquide e mezzi equivalenti, i crediti e debiti verso istituti di credito, i debiti verso obbligazionisti, società di leasing e soci per finanziamenti, escludendo le attività cessate. Sono escluse le attività e passività finanziarie derivanti dalla valutazione a fair value di contratti derivati e operazioni di trading su commodity.

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2018	2017
Liquidità ⁽¹⁾	228.678	229.774
Crediti finanziari correnti ⁽²⁾	17.422	12.259
Indebitamento finanziario corrente ⁽³⁾	136.122	90.717
Indebitamento finanziario corrente netto	(109.993)	(151.316)
Indebitamento finanziario non corrente ⁽⁴⁾	373.077	368.240
D Indebitamento finanziario netto	263.084	216.924
E Patrimonio netto	325.253	331.920
D/E Leverage	0,81	0,65

(1)Pari alla voce Disponibilità liquide e mezzi equivalenti; (2) Pari alla voce alla voce Altre attività finanziarie correnti (3) Pari alla somma delle voci Quota corrente di finanziamenti a M/L termine, Debiti finanziari a breve termine e Altre passività finanziarie correnti (4) Pari alla voce Quota non corrente di finanziamenti a M/L termine

Allo scopo di conseguire questo obiettivo, la gestione del capitale del Gruppo mira, tra le altre cose, ad assicurare che siano rispettati i covenants, legati ai finanziamenti fruttiferi ed ai prestiti obbligazionari, che definiscono i requisiti di struttura patrimoniale. Violazioni nei covenants consentirebbero alle banche/finanziatori di chiedere il rimborso immediato di prestiti e finanziamenti.

Nell'esercizio corrente, sulla base dei dati di bilancio al 31 dicembre 2018, non si sono verificate violazioni nei covenants legati ai finanziamenti ed ai prestiti.

Si rinvia al paragrafo [Rischio di liquidità](#) per maggiori dettagli.

6. Informazioni sul Gruppo

Area di consolidamento

La tabella seguente evidenzia l'area di consolidamento al 31 dicembre 2018, raffrontata con l'area di consolidamento al 31 dicembre 2017:

Denominazione	Sede legale	Attività principale	31/12/2018				31/12/2017			
			Quota di pertinenza del Gruppo	Quota di controllo diretto	Quota di controllo indiretto	Note	Quota di pertinenza del Gruppo	Quota di controllo diretto	Quota di controllo indiretto	Note
Società capogruppo										
E.S.T.R.A. S.p.A.		Holding								
Società controllate consolidate integralmente										
ESTRACOM S.p.A.	Prato (PO)	Telecomunicazioni	79,32%	79,32%			79,32%	79,32%		
Estra Clima S.r.l.	Prato (PO)	Gestione Calore	100,00%	100,00%			100,00%	100,00%		
E.S.T.R.A. Energie S.r.l.	Siena (SI)	Vendita gas	100,00%	100,00%			100,00%	100,00%		
ETA3 S.p.A.	Arezzo (AR)	Holding					100,00%	100,00%		
ESTRA Elettricità S.p.A.	Prato (PO)	Vendita energia elettrica					100,00%		100,00%	(1)
Gergas S.p.A.	Grosseto (GR)	Distribuzione gas	79,93%	79,93%			79,93%	79,93%		
Centria S.r.l.	Arezzo (AR)	Distribuzione gas	99,65%	99,65%			99,65%	99,65%		
SOLGENEREA S.r.l.	Prato (PO)	Energie Rinnovabili					100,00%	100,00%		
Gas Tronto S.r.l.	Spinetoli (AP)	Vendita gas	100,00%		100,00%	(1)	92,67%		92,67%	(1)
Prometeo S.p.A.	Osimo (AN)	Vendita gas ed energia elettrica	53,09%		53,09%	(1)	53,09%		53,09%	(1)
Piceno Gas S.r.l.	Ascoli Piceno (AP)	Vendita gas	100,00%		100,00%	(1)	100,00%		100,00%	(1)
Cavriglia SPV S.p.A.	Prato (PO)	Energie Rinnovabili	100,00%	100,00%			100,00%	100,00%		
Tegolaia SPV S.p.A.	Fano (PU)	Energie Rinnovabili	100,00%	100,00%			100,00%	100,00%		
EDMA S.r.l.	Ancona (AN)	Holding					100,00%	100,00%		
TuAreti S.r.l.	Arezzo (AR)	Distribuzione gas	100,00%	100,00%			100,00%		100,00%	(2)
Gas Marca S.r.l.	Civitanova Marche (MC)	Vendita gas	100,00%		100,00%	(1)				
Melfi Reti Gas S.r.l.	Pettoranello (IS)	Distribuzione gas	99,65%		100,00%	(4)				
Idrogenera S.r.l.	Prato (PO)	Energie Rinnovabili	51,00%	51,00%			50,00%	50,00%		
Società a controllo congiunto consolidate con il metodo del patrimonio netto										
EDMA S.r.l.	Ancona (AN)	Holding					45,00%	45,00%		
EDMA Reti Gas S.r.l.	Ancona (AN)	Distribuzione gas	45,00%	45,00%			45,00%	45,00%		
Idrogenera S.r.l.	Prato (PO)	Energie Rinnovabili					50,00%	50,00%		
Nuova Sirio S.r.l.	Siena (SI)	Energie Rinnovabili	50,00%	50,00%			50,00%	50,00%		
Società destinate alla vendita / dismissioni										
USENEKO	(POLONIA)	Distribuzione gas	100,00%	100,00%			100,00%	100,00%		
Sin.It. S.r.l.	Milano (MI)	Vendita gas	11,05%	11,05%			11,05%	11,05%		
Società collegate valutate con il metodo del patrimonio netto										
Blugas Infrastrutture S.r.l.	Cremona	Stoccaggio gas	31,17%	31,17%			31,17%	31,17%		
SIG S.r.l.	Ancona (AN)	Distribuzione gas	38,70%		38,70%		38,70%		38,70%	(2)
A.E.S. Fano Distribuzione Gas S.r.l.	Fano (PU)	Distribuzione gas	49,00%		49,00%		49,00%		49,00%	(2)
Monte Urano S.r.l.	Roma (RM)	Vendita gas	26,01%		49,00%	(3)	26,01%		49,00%	(3)
Gas Marca S.r.l.	Civitanova Marche (MC)	Vendita gas					49,00%		49,00%	(1)
Sangro Servizi S.r.l.	Atessa (CH)	Vendita gas					49,00%		49,00%	(1)

Note

(1) tramite Estra Energie Srl

(2) tramite EDMA S.r.l. (società fusa in Estra S.p.A.)

(3) tramite Prometeo S.r.l.

(4) tramite Centria

Le variazioni intervenute nell'**area di consolidamento al 31 dicembre 2018** rispetto al 31 dicembre 2017 sono le seguenti:

➤ **Società controllate**

- Incremento della percentuale di controllo di Gruppo in Gastronto S.r.l. dal 92,67% al 31 dicembre 2017 al 100% al 31 dicembre 2018 a seguito di acquisto di un'ulteriore quota di partecipazione del 7,33% nel corso dell'esercizio 2018 da parte di Estra Energie;
- Ingresso nel perimetro delle società consolidate integralmente di Gas Marca S.r.l. a seguito dell'acquisto da parte di Estra Energie S.r.l. del residuo 51% di capitale sociale. La società, partecipata al 49% al 31 dicembre 2017, era consolidata con il metodo del patrimonio netto;
- Ingresso nel perimetro delle società consolidate integralmente di Melfi Reti Gas S.r.l. a seguito dell'acquisto da parte di Estra S.p.A. della partecipazione al 100%, ceduta in corso d'anno a Centria S.r.l.;
- Ingresso nel perimetro delle società consolidate integralmente al 51% di Idrogenera S.r.l., già partecipata dal Gruppo al 50% al 31 dicembre 2017, per effetto dell'acquisto da parte di Estra Energie di una quota rappresentativa dell'1% con conseguente acquisizione del controllo societario.
- Incremento della percentuale di controllo di Gruppo in ETA3 S.p.A. dal 66,99% al 31 dicembre 2016 al 100,00% al 31 dicembre 2017 a seguito di acquisto della quota residuale di terzi pari al 33,01% da parte della Capogruppo;
- Uscita dal perimetro delle società consolidate integralmente di EDMA S.r.l., Solgenera S.r.l. ed ETA 3 S.r.l. a seguito di fusione per incorporazione in Estra S.p.A.;
- Uscita dal perimetro delle società consolidate integralmente di Estra Elettricità a seguito di fusione per incorporazione in Estra Energie S.r.l..

Ulteriore variazione rispetto al perimetro delle società consolidate integralmente è l'acquisizione di Metania S.r.l., fusa per incorporazione in Estra Energie S.r.l. prima della fine dell'esercizio.

➤ **Società collegate**

- Uscita dalle società collegate e valutate con il metodo del patrimonio netto di Sangro Servizi S.r.l., a seguito di scioglimento per mutuo consenso dell'atto di compravendita delle quote societarie del 7 marzo 2017 tra Coopgas (ora fusa per incorporazione in Estra Energie) ed i Comuni di Atessa, Paglieta e San Vito Chietino e di contestuale cessione della medesima partecipazione a Hera Comm, quale soggetto aggiudicatario della gara in via definitiva.

7. Aggregazioni e cessioni aziendali, ed acquisizioni e cessioni di interessenze di minoranza

7.1 Esercizio 2018

➤ Acquisizione di Metania S.r.l.

In data 6 aprile 2018, Estra S.p.A. ha finalizzato l'acquisizione dal Gruppo Alexa di Isernia del 100% delle quote di Metania s.r.l., società attiva nel settore della vendita di energia elettrica e gas con un portafoglio di circa 22.000 clienti in Molise, Campania, Lazio e Abruzzo, oltre a 4 sportelli attivi sul territorio.

Nel presente bilancio consolidato è stata assunta ai fini del consolidamento la situazione contabile disponibile più ravvicinata alla data di acquisizione, 31 marzo 2018, ed incluso solo il conto economico degli ultimi nove mesi dell'esercizio della controllata.

Il fair value delle attività e passività identificabili alla data dell'acquisizione era il seguente:

Stato patrimoniale	Fair value
ATTIVITA' NON CORRENTI	
Attività materiali	48
Lista clienti	6.690
Attività immateriali	12
Partecipazioni	15
Altre attività finanziarie non correnti	1.280
Attività per imposte anticipate	196
	8.242
ATTIVITA' CORRENTI	
Crediti commerciali	5.196
Altre attività correnti	593
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	569
	6.357
TOTALE ATTIVITA'	14.599
PASSIVITA' NON CORRENTI	
Trattamento di fine rapporto	67
Passività per imposte differite	1.903
	1.971
PASSIVITA' CORRENTI	
Debiti finanziari a breve termine	4
Debiti commerciali	6.829
Debiti tributari	1.027
Altre passività correnti	354
	8.214
TOTALE PASSIVITA'	10.185
TOTALE ATTIVITA' NETTE IDENTIFICABILI	4.414
Avviamento derivante dall'acquisizione	10.836
Corrispettivo dell'acquisizione	15.250

Dall'allocatione del prezzo pagato è stata rilevata un'attività immateriale riferita a liste clienti di Euro 6.690 migliaia a lordo di passività per imposte differite di Euro 1.903 migliaia.

L'avviamento di Euro 10.836 migliaia, rappresentato dall'eccedenza del corrispettivo corrisposto rispetto alle attività nette identificabili acquisite e le passività assunte dal Gruppo, è relativo al maggior valore aziendale dato dal posizionamento territoriale della controllata, dalla sua capacità di acquisizione di nuova clientela e sviluppo di nuovo business e dalla possibilità di creazione di sinergie, che, poiché non scindibile, non soddisfa i requisiti per la rilevazione come attività immateriale secondo lo IAS 38.

L'avviamento è stato allocato interamente al settore della vendita gas e luce e non si prevede che sia deducibile ai fini fiscali.

La misurazione del fair value delle liste clienti e dell'avviamento, si è basata sull'attualizzazione dei flussi di cassa previsionali attesi delle attività, tenendo in considerazione il tasso storico di abbandono della clientela.

Dalla data di acquisizione, Metania ha contribuito, al netto delle elisioni infragruppo, ai ricavi 2018 del Gruppo per Euro 6.263 migliaia, al risultato operativo per Euro 558 migliaia e all'utile netto del Gruppo per Euro 373 migliaia. La società è stata fusa per incorporazione in Estra Energie prima della chiusura dell'esercizio 2018.

Se l'aggregazione fosse stata efficace dall'inizio dell'anno, il conto economico del bilancio consolidato al 31 dicembre 2018 avrebbe presentato maggiori ricavi per Euro 1.615 migliaia, un maggior risultato operativo di Euro 195 migliaia, un minor risultato netto di Euro 35 migliaia.

➤ **Acquisizione di Melfi Reti Gas S.r.l.**

In data 6 aprile 2018, Estra S.p.A. ha finalizzato l'acquisizione dal Gruppo Alexa di Isernia del 100% delle quote di Melfi Reti Gas S.r.l., società attiva nel settore della distribuzione gas con circa 16.000 PDR e 580 km. di rete negli ATEM di Campobasso, Isernia e L'Aquila, dove ha distribuito circa 19 milioni di mc di gas nel 2017.

Nel presente bilancio consolidato è stata assunta ai fini del consolidamento la situazione contabile disponibile più ravvicinata alla data di acquisizione, 31 marzo 2018, ed incluso solo il conto economico degli ultimi nove mesi dell'esercizio della controllata.

Il fair value delle attività e passività identificabili alla data dell'acquisizione era il seguente:

Stato patrimoniale	Fair value
ATTIVITA' NON CORRENTI	
Attività materiali	84
Beni in concessione	12.690
Altre attività finanziarie non correnti	1.032
Attività per imposte anticipate	11
	13.817
ATTIVITA' CORRENTI	
Rimanenze	35
Crediti commerciali	1.904
Crediti tributari	82
Altre attività correnti	1.356
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	62
	3.437
TOTALE ATTIVITA'	17.254
PASSIVITA' NON CORRENTI	
Trattamento di fine rapporto	72
Passività per imposte differite	3.220
	3.291
PASSIVITA' CORRENTI	
Debiti commerciali	853
Debiti tributari	2.399
Altre passività correnti	1.711
	4.963
TOTALE PASSIVITA'	8.254
TOTALE ATTIVITA' NETTE IDENTIFICABILI	9.000
Corrispettivo dell'acquisizione	9.000

Dalla data di acquisizione, Melfi Reti Gas S.r.l. ha contribuito, al netto delle elisioni infragruppo, ai ricavi 2018 del Gruppo per Euro 1.536 migliaia, al risultato operativo per Euro 366 migliaia e all'utile netto del Gruppo per Euro 238 migliaia.

Se l'aggregazione fosse stata efficace dall'inizio dell'anno, il conto economico del bilancio consolidato al 31 dicembre 2018 avrebbe presentato maggiori ricavi per Euro 453 migliaia, un maggior risultato operativo di Euro 106 migliaia, un minor risultato netto di Euro 75 migliaia.

➤ **Acquisizione di Gas Marca S.r.l.**

Con atto del 18 giugno 2018, Estra Energie S.r.l., già titolare di una partecipazione al 49%, ha acquisito da ATA Civitanova S.p.A., il restante 51% delle quote sociali di Gas Marca S.r.l., con sede a Civitanova Marche (MC) al prezzo di Euro 6.679 migliaia.

La società detiene circa 16.000 clienti localizzati nelle provincie di Macerata e Fermo.

Nel presente bilancio consolidato è stata assunta ai fini del consolidamento la situazione contabile disponibile più ravvicinata alla data di acquisizione, 30 giugno 2018, e non è stato incluso il conto economico del primo semestre della controllata.

La contabilizzazione delle operazioni di aggregazione aziendale hanno prodotto una rettifica di valore positiva di Euro 605 migliaia derivante dalla rimisurazione al fair value della quota al 49% già detenuta prima dell'acquisizione.

Il fair value delle attività e passività identificabili alla data dell'acquisizione era il seguente:

Stato patrimoniale	Fair value
ATTIVITA' NON CORRENTI	
Attività materiali	27
Lista clienti	8.238
Attività immateriali	125
Altre attività non correnti	114
Attività per imposte anticipate	74
	8.578
ATTIVITA' CORRENTI	
Crediti commerciali	4.343
Crediti tributari	34
Attività finanziarie correnti	48
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	68
	4.493
TOTALE ATTIVITA'	13.071
PASSIVITA' NON CORRENTI	
Fondi per rischi ed oneri	31
Trattamento di fine rapporto	95
Passività per imposte differite	2.374
	2.500
PASSIVITA' CORRENTI	
Quota corrente di finanziamenti a M/L termine	
Debiti finanziari a breve termine	1
Debiti commerciali	1.858
Debiti tributari	1.437
Altre passività correnti	722
	4.018
TOTALE PASSIVITA'	6.518
TOTALE ATTIVITA' NETTE IDENTIFICABILI	6.553
Avviamento derivante dall'acquisizione	6.544
Corrispettivo dell'acquisizione	13.097

Dall’allocazione del prezzo pagato è stata rilevata un’attività immateriale riferita a liste clienti di Euro 8.238 migliaia a lordo di passività per imposte differite di Euro 2.374 migliaia.

L’avviamento di Euro 6.544 migliaia, rappresentato dall’eccedenza del corrispettivo corrisposto rispetto alle attività nette identificabili acquisite e le passività assunte dal Gruppo, è relativo al maggior valore aziendale dato dal posizionamento territoriale della controllata, dalla sua capacità di acquisizione di nuova clientela e sviluppo di nuovo business e dalla possibilità di creazione di sinergie, che, poiché non scindibile, non soddisfa i requisiti per la rilevazione come attività immateriale secondo lo IAS 38.

L’avviamento è stato allocato interamente al settore della vendita gas e luce e non si prevede che sia deducibile ai fini fiscali.

La misurazione del fair value delle liste clienti e dell’avviamento, si è basata sull’attualizzazione dei flussi di cassa previsionali attesi delle attività, tenendo in considerazione il tasso storico di abbandono della clientela.

Dalla data di acquisizione, Gas Marca S.r.l. ha contribuito, al netto delle elisioni infragruppo, ai ricavi 2018 del Gruppo per Euro 908 migliaia, al risultato operativo per negativi Euro 1.679 migliaia e all’utile netto imposte del Gruppo per negativi Euro 1.213 migliaia.

Il risultato operativo 2018 della neo-acquisita è significativamente impattato dalla determinazione delle partite di aggiustamento scaturite ad esito delle sessioni di aggiustamento per gli anni 2013-2017 disciplinate dall’Autorità con la delibera 5 ottobre 2017, 670/2017/R/gas (cosiddetto “*settlement*”). Il recepimento di tali partite economiche ha avuto un impatto straordinario sui costi operativi della controllata e del Gruppo per Euro 1.387 migliaia.

Se l’aggregazione fosse stata efficace dall’inizio dell’anno, il conto economico del bilancio consolidato al 31 dicembre 2018 avrebbe presentato maggiori ricavi per Euro 3.682 migliaia, un maggior risultato operativo di Euro 75 migliaia, un minor risultato netto di Euro 8 migliaia.

➤ **Accordi inerenti la cessione di Andali Energia S.r.l.**

Si ricorda che in data 15 dicembre 2017, il Gruppo, tramite la controllata Solgenera S.r.l., ha ceduto alla società Sunshine S.r.l. la partecipazione al 100% del capitale di Andali Energia S.r.l., titolare dell’Autorizzazione Unica per la realizzazione di un impianto eolico di 36 MW nel Comune di Andali (CZ) e promotrice di una procedura arbitrale avviata contro Terna Rete Elettrica Nazionale S.p.a. per richiedere, tra l’altro, la risoluzione del contratto di connessione ed il risarcimento di danni patiti e patienti.

L’accordo di cessione prevedeva, tra l’altro: *i)* un corrispettivo per la cessione dell’intera partecipazione in Andali pari ad euro 1 con clausole di revisione incrementali del prezzo subordinate al verificarsi di determinati condizioni, alcune delle quali legati all’evoluzione della procedura arbitrale instaurata con Terna *ii)* il mantenimento a carico di Estra di un obbligo di indennizzo a favore di Andali in caso di escussione della fidejussione rilasciata al GSE a garanzia della realizzazione dell’investimento per un importo massimo di Euro 2.205 migliaia (50% del totale).

Nel corso dell’esercizio 2018, Solgenera S.r.l., Andali Energia S.r.l. e Terna Rete Elettrica Nazionale S.p.a., tenuto conto del procedimento arbitrale e delle varie posizioni processuali assunte, hanno trovato una soluzione transattiva al contenzioso instaurato stipulando accordi finalizzati alla chiusura del procedimento in corso ed alla preclusione di ulteriori contenziosi. Per effetto degli accordi sottoscritti, Solgenera S.r.l., ora incorporata in Estra S.p.A. ha ottenuto la liberazione dall’obbligo di indennizzo di cui al punto *ii)* per un importo massimo di Euro 2.205 migliaia, oltre che il riconoscimento di Euro 489 mila da parte Terna a titolo di rimborso costi sostenuti per opere di interconnessione alla rete nazionale e di Euro 579 migliaia da Sunshine S.r.l. a titolo di integrazione prezzo per la cessione delle quote.

Per effetto di quanto sopra, tenuto conto del riversamento del fondo stanziato al 31 dicembre 2017, il conto economico 2018 del Gruppo ha registrato altri ricavi per Euro 3.273 migliaia.

➤ **Acquisizioni di interessenze addizionali in società già controllate**

Nel corso dell'esercizio 2018 si segnala l'acquisizione del 7,33% di Gastronto S.r.l., al prezzo di Euro 275 migliaia, col raggiungimento del controllo al 100% da parte di Estra Energie S.r.l..

Di seguito si riporta un riepilogo dei corrispettivi pagati, del valore contabile delle attività nette acquisite e degli effetti rilevati a patrimonio netto in accordo al principio contabile IFRS 3:

Società	% Acquisita	Valore contabile dell'interessenza acquisita	Corrispettivo pagato	Utili/(perdite) a nuovo	Riserva di attualizzazione IAS 19
Gastronto	7,33%	534	275	259	-

7.2 Esercizio 2017

➤ **Aumento di capitale sociale riservato a Viva Servizi S.p.A.**

A partire dall'esercizio 2014 il Gruppo Estra ha dato avvio ad un importante progetto di aggregazione con il partner Viva Servizi S.p.A. di Ancona che ha visto la costituzione della società Edma S.r.l. (di seguito anche EDMA), nuovo soggetto industriale con obiettivi di consolidamento e sviluppo nell'area Adriatica delle attività di vendita gas ed energia elettrica e di distribuzione gas.

La società, a seguito delle operazioni societarie perfezionatesi nell'esercizio 2016, era partecipata al 45% da Estra e al 55% da Viva Servizi S.p.A. e deteneva:

- il 24,47% di Estra Energie, principale società del Gruppo Estra operante nel settore della vendita gas;
- il 100% di EDMA Reti Gas S.r.l., il 38,70% di SIG S.r.l. ed il 49% di Aes Fano S.r.l., società operanti nel settore della distribuzione gas.

Il progetto di aggregazione intrapreso ha avuto ulteriori sviluppi nel corso dell'esercizio 2017 con il perfezionamento delle seguenti operazioni societarie distinte temporalmente in due fasi:

Fase 1:

- a) la scissione di EDMA Reti Gas S.r.l., detenuta al 100% da EDMA, tramite la costituzione di una nuova società denominata TuAreti Gas S.r.l., nella quale è stato trasferito il ramo di azienda relativo alla gestione del servizio di distribuzione del gas naturale, nei Comuni di Mosciano, Citerna, Reti e Magione, comprensivo della proprietà delle reti e degli impianti, del personale e di tutti i rapporti afferenti i contratti di concessione in essere. La scissione è avvenuta in data 7 agosto con efficacia alla stessa data;
- b) la riduzione del capitale sociale di EDMA mediante assegnazione, con beneficiari direttamente i soci Viva Servizi S.p.A. al 55% e Estra al 45% del 100% della partecipazione di EDMA Reti Gas S.r.l., una volta scisso il ramo d'azienda di cui sopra. L'assegnazione è avvenuta con assemblea straordinaria del 7 agosto 2017.

Fase 2:

- c) Il conferimento in Estra da parte di Viva Servizi S.p.A. della propria quota rappresentativa del 55% del capitale sociale di EDMA, titolare al termine delle operazioni di sopra del 24,47% di Estra Energie, del 100% di TuAreti Gas S.r.l., del 38,70% di SIG S.r.l. e del 49% di Aes Fano S.r.l..

Il conferimento si è perfezionato in data 28 dicembre 2017 con l'assemblea straordinaria degli azionisti di Estra che ha deliberato un aumento del capitale sociale, con esclusione del diritto di opzione ai sensi dell'art. 2441, comma 6, del codice civile, fino ad un massimo di Euro 228.334.000, mediante offerta di n. 22.834.000 azioni di nuova emissione del valore nominale di Euro 1,00 ciascuna, con sovrapprezzo complessivo di Euro 19.646 migliaia, per un totale di Euro 42.480 migliaia, riservato a Viva Servizi S.p.A..

Le n. 22.834.000 azioni di nuova emissione sono state sottoscritte da Viva Servizi S.p.A. tramite conferimento in natura delle seguenti attività:

- i) piena proprietà di una quota rappresentativa del 55% del capitale sociale di EDMA;
- ii) piena proprietà di un immobile sito in Ancona, Via Trieste 2;
- iii) piena proprietà di crediti vantanti da Viva Servizi S.p.A. per prestazioni di servizi verso EDMA per un valore nominale di Euro 1.871 migliaia, e di crediti vantanti da Viva Servizi S.p.A. verso utenti per prestazioni di somministrazione del servizio idrico integrato per un valore nominale di Euro 930 migliaia, in entrambi i casi con termine di pagamento entro dodici mesi;
- iv) piena proprietà di licenze software applicativi, specifici per la gestione amministrativa e contabile di multi-utilities funzionali alle attività di servizio di EDMA.

Le operazioni descritte alla Fase 1 a) e b) si qualificano come “*business combination under common control*” con obiettivo di “*Group reorganization*” nell’ambito del sub Gruppo EDMA, pertanto non hanno prodotto effetti sul Bilancio Consolidato al 31 dicembre 2017 in accordo con il principio IFRS 3.

In particolare:

- a) la scissione di EDMA Reti Gas S.r.l., detenuta al 100% da EDMA, tramite la costituzione di una nuova società denominata TuAreti Gas S.r.l non si configura come una *business combination* secondo la definizione dell'IFRS 3 ed è stata pertanto rilevata al valore contabile del patrimonio netto scisso, pari ad Euro 15.500 migliaia alla data di scissione come sotto rappresentato:

Descrizione	Valore
Beni in concessione	10.624
Attività Finanziarie non correnti	5.000
Crediti commerciali	143
Totale Attività	15.767
Passività	
TFR e altri debiti verso il personale	267
Totale Passività	267
Attività nette	15.500

- b) la riduzione del capitale sociale di EDMA, con beneficiari direttamente i soci Viva Servizi S.p.A. al 55% e Estra al 45% del 100% della partecipazione di EDMA Reti Gas S.r.l. è configurabile come una distribuzione da parte di EDMA in favore dei Soci (joint control) di dividendi non offrendo disponibilità liquide ma piuttosto una attività, nello specifico la partecipazione in ERG.

In considerazioni delle caratteristiche dell'operazione la stessa è stata rilevata a valori di libro (Euro 9.951 migliaia).

L'operazione descritta alla Fase 2, ovvero il conferimento in Estra da parte di Viva Servizi S.p.A. della propria quota rappresentativa del 55% del capitale sociale di EDMA si configura come una *business combination* in cui l'acquirente ha ottenuto il controllo di Edma tramite emissione di azioni.

Come conseguenza dell'operazione, Edma che era precedentemente una joint venture consolidata con il metodo del patrimonio netto, è diventata controllata al 100% dal Gruppo in prossimità della chiusura dell'esercizio, per cui si è proceduto all'inclusione nel presente bilancio consolidato delle attività e passività della società,

consolidate insieme a quelle della controllata TuAreti Gas S.r.l., alla data del 31 dicembre 2017 senza inclusione del conto economico.

Il fair value delle attività e passività identificabili di EDMA e TuAreti alla data dell'acquisizione era pari ad Euro 38.830 migliaia, risultante dalla Relazione degli Amministratori predisposta in sede di aumento di capitale mediante conferimento della partecipazione al 55% di EDMA detenuta da Viva Servizi S.p.A., confermato dalla relazione predisposta ai sensi e per gli effetti di cui all'art. 2343 ter comma 2 lettera b) del codice civile da parte di un perito incaricato.

La tabella seguente evidenzia il fair value delle attività e passività acquisite:

Stato patrimoniale	Fair value
ATTIVITA' NON CORRENTI	
Attività materiali	59
Attività immateriali - Beni in concessione IFRIC 12	9.509
Altre attività immateriali	192
Partecipazioni	45.739
<i>Estra Energie</i>	41.980
<i>SIG</i>	3.171
<i>AES Fano</i>	588
Altre attività finanziarie non correnti	5.000
Attività per imposte anticipate	65
	60.564
ATTIVITA' CORRENTI	
Crediti commerciali	9.402
Altre attività correnti	7.578
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	4.318
	21.297
TOTALE ATTIVITA'	81.862
PASSIVITA' NON CORRENTI	
Quota non corrente di finanziamenti a M/L termine	1.070
Trattamento di fine rapporto	118
Passività per imposte differite	14
	1.202
PASSIVITA' CORRENTI	
Quota corrente di finanziamenti a M/L termine	598
Debiti commerciali	5.442
Debiti tributari	61
Altre passività correnti	3.958
	10.059
TOTALE PASSIVITA'	11.262
TOTALE ATTIVITA' NETTE IDENTIFICABILI	70.600
Conferimento in aumento di capitale (55%)	38.830

L'operazione ha comportato l'acquisto delle minoranze di Estra Energie detenute da Viva Servizi S.p.A. per il tramite di EDMA (24,47%) e conseguentemente, a livello di consolidato si è proceduto all'eliminazione del Patrimonio Netto di Terzi ed all'iscrizione all'interno del patrimonio netto consolidato della differenza (Euro 12.734 migliaia) tra il Patrimonio di terzi acquisito ed il corrispettivo pagato (valore di conferimento), come previsto dall'IFRS 3 per il trattamento delle operazioni di acquisizione di quote di partecipazione in società già controllate.

La contabilizzazione dell'operazione di aggregazione aziendale non ha prodotto effetti a conto economico derivanti dalla rimisurazione al fair value della quota al 45% di EDMA già detenuta prima dell'acquisizione.

Essendo l'aggregazione avvenuta a fine esercizio, il consolidamento integrale di EDMA e TuAreti non ha avuto effetti sul conto economico 2017.

In riferimento ad EDMA, se l'aggregazione aziendale fosse stata efficace dall'inizio dell'anno, gli effetti sul conto economico non sarebbero stati significativi.

In riferimento a TuAreti, se l'aggregazione aziendale fosse stata efficace dalla sua costituzione (7 agosto 2017) il conto economico del bilancio consolidato al 31 dicembre 2017 avrebbe presentato maggiori ricavi per Euro 850 migliaia, un maggior risultato operativo di Euro 196 migliaia, un maggior risultato netto di Euro 139 migliaia.

➤ **Acquisizione del controllo di Piceno Gas Vendita S.r.l.**

In data 30 marzo 2017 il Gruppo ha acquisito il controllo della società Piceno Gas Vendita S.r.l. a seguito di acquisto, al prezzo di Euro 6.323 migliaia, di una quota di partecipazione del 45% da parte di Estra Energie S.r.l., già proprietaria dall'esercizio precedente del 45% del capitale sociale. L'ulteriore 10% residuale al raggiungimento del controllo totalitario della società è stato acquisito in data 4 dicembre 2017 al prezzo di Euro 1.405 migliaia.

Nel bilancio consolidato di Estra al 31 dicembre 2017 è stato assunto il 31 marzo 2017 come data di consolidamento ed incluso il conto economico dei nove mesi chiusi al 31 dicembre 2017 della controllata.

La contabilizzazione dell'operazione di aggregazione aziendale non ha prodotto effetti a conto economico derivanti dalla rimisurazione al fair value della quota al 45% di Piceno Gas Vendita già detenuta prima dell'acquisizione, poiché il valore contabile era già corrispondente al fair value alla data di acquisizione.

Il fair value delle attività e passività identificabili alla data dell'acquisizione era il seguente:

Stato patrimoniale	Fair value
ATTIVITA' NON CORRENTI	
Attività materiali	19
Lista clienti	18.196
Attività immateriali	17
Altre attività non correnti	2
Attività per imposte anticipate	218
	18.452
ATTIVITA' CORRENTI	
Crediti commerciali	7.028
Crediti tributari	47
Altre attività correnti	41
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	492
	7.608
TOTALE ATTIVITA'	26.060
PASSIVITA' NON CORRENTI	
Trattamento di fine rapporto	164
Passività per imposte differite	5.244
	5.408
PASSIVITA' CORRENTI	
Debiti finanziari a breve termine	970
Debiti commerciali	5.015
Debiti tributari	291
Altre passività correnti	375
	6.650
TOTALE PASSIVITA'	12.058
TOTALE ATTIVITA' NETTE IDENTIFICABILI	14.002
Corrispettivo dell'acquisizione, compresa quota già detenuta alla fine dell'esercizio precedente	14.002

Dalla data di acquisizione, Piceno Gas Vendita S.r.l. ha contribuito, al netto delle elisioni infragruppo, ai ricavi del Gruppo per Euro 3.665 migliaia, al risultato operativo con una perdita di Euro 717 migliaia e all'utile netto del Gruppo con una perdita di Euro 473 migliaia.

Se l'aggregazione fosse stata efficace dall'inizio dell'anno, il conto economico del bilancio consolidato al 31 dicembre 2017 avrebbe presentato maggiori ricavi per Euro 1.436 migliaia, un maggior risultato operativo di Euro 171 migliaia, un maggior risultato netto di Euro 57 migliaia.

➤ **Acquisizione del controllo di Cavriglia SPV S.p.A e Tegolaia SPV S.p.A.**

Nei mesi di agosto e settembre 2017, Estra S.p.A., già titolare del 44,44% di Cavriglia SPV e del 49% di Tegolaia SPV, ha acquisito le ulteriori quote del capitale sociale, arrivando a detenere il 100% delle stesse.

In particolare, Estra ha sottoscritto:

- con CCC Soc. Coop. e con Cellini GTC Soc. Coop, un contratto per l'acquisizione del 55,56% del capitale sociale di Cavriglia SPV S.p.A. (pari a 1.309.722, di cui 1.047.778 azioni da CCC Soc. Coop. e 261.944 azioni da Cellini GTC Soc. Coop.) per un corrispettivo complessivamente pari ad Euro 1.192 migliaia, di cui rispettivamente Euro 954 migliaia corrisposti a CCC Soc. Coop. ed Euro 238 migliaia corrisposti a Cellini GTC Soc. Coop;
- con CCC Soc. Coop., un contratto per l'acquisizione del 49% del capitale sociale di Tegolaia SPV S.p.A. (pari a 534.313 azioni) per un corrispettivo complessivamente pari ad Euro 351 migliaia.
- con Consorzio Toscano Cooperative CTC, un contratto per l'acquisizione del 2% del capitale sociale di Tegolaia SPV S.p.A. (pari a 21.808 azioni) per un corrispettivo complessivamente pari ad Euro 14 migliaia.

Nel bilancio consolidato di Estra al 31 dicembre 2017 sono state assunte ai fini del consolidamento le situazioni contabili disponibili più ravvicinate alla data di acquisizione, 30 settembre 2017, ed incluso il conto economico dell'ultimo trimestre delle controllate.

La contabilizzazione delle operazioni di aggregazione aziendale hanno prodotto una rettifica di valore negativo di Euro 24 migliaia per Cavriglia e positivo di Euro 55 migliaia per Tegolaia derivante dalla rimisurazione al *fair value* delle quote, rispettivamente del 44,44% e 49%, già detenuta prima dell'acquisizione.

Il fair value delle attività e passività identificabili alla data dell'acquisizione era il seguente:

Stato patrimoniale	Fair value riconosciuto in sede di acquisizione di Cavriglia	Fair value riconosciuto in sede di acquisizione di Tegolaia
ATTIVITA' NON CORRENTI		
Attività materiali	23.554	11.865
Attività per imposte anticipate	103	78
	23.657	11.942
ATTIVITA' CORRENTI		
Crediti commerciali	863	424
Crediti tributari	1.642	1.231
Attività finanziarie correnti	21	
Altre attività correnti	3	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	4.087	1.452
	6.616	3.108
TOTALE ATTIVITA'	30.273	15.051
PASSIVITA' NON CORRENTI		
Fondi per rischi ed oneri	308	226
Quota non corrente di finanziamenti a M/L termine	24.984	12.089
Passività per imposte differite	20	35
	25.313	12.350
PASSIVITA' CORRENTI		
Quota corrente di finanziamenti a M/L termine	1.375	664
Debiti finanziari a breve termine	281	143
Debiti commerciali	942	733
Debiti tributari	154	74
Altre passività correnti	63	15
	2.815	1.630
TOTALE PASSIVITA'	28.128	13.979
TOTALE ATTIVITA' NETTE IDENTIFICABILI	2.146	1.071
Corrispettivo dell'acquisizione, compresa quota già detenuta alla fine dell'esercizio precedente	2.146	1.071

Le voci Quota corrente e quota non corrente di finanziamenti a M/L termine fanno riferimento per 26.211 Euro migliaia a project financing ottenuti dalle società per il finanziamento della costruzione degli impianti fotovoltaici e per Euro 7.075 migliaia a finanziamenti Soci cui Estra è subentrata per le quote erogate dai Soci venditori, elisi nel bilancio consolidato e il valore attuale dei canoni di concessione futuri.

L'acquisizione ha inoltre portato alla rilevazione degli strumenti derivati Interest Rate Swap (IRS) a copertura del rischio di variazione sfavorevole dei tassi di interesse in essere sui finanziamenti project financing al momento dell'acquisizione. Gli strumenti, di copertura efficace, sono stati rilevati al fair value, al netto dei relativi effetti fiscali, a patrimonio netto nella specifica riserva definita "riserva da cash flow hedge" (negativa per Euro 1.497 migliaia per Cavriglia e negativa per Euro 397 migliaia per Tegolaia).

Si segnala che in data 20 dicembre 2017 per una migliore razionalizzazione dei costi finanziari i suddetti, i project financing ed i relativi strumenti derivati Interest Rate Swap (IRS) sono stati estinti anticipatamente.

Le società sono titolari di una concessione per la progettazione, realizzazione e gestione di impianti fotovoltaici ubicati nel Comune di Cavriglia (AR) e relative opere connesse. L'oggetto della concessione comprende:

- a) La progettazione delle opere, la direzione lavori, il coordinamento della sicurezza in fase di progettazione ed esecuzione;
- b) La realizzazione di tutti i lavori, servizi e forniture necessari alla realizzazione delle opere e alla messa in funzione dell'impianto;

- c) La manutenzione ordinaria e straordinaria, i rinnovi e i ripristini di macchine, attrezzature e dispositivi al fine di garantire l'ottimale finanziamento degli impianti e delle opere ad esse connesse in ogni loro componente;
- d) La gestione funzionale e lo sfruttamento economico dei lavori realizzati per la durata della concessione (20 anni dalla messa in funzione dell'impianto).

Il rapporto concessorio tra le società ed il Comune concedente è stato contabilizzato in accordo allo IAS 17.50 come una sale and leaseback transaction (IAS 17.59), in cui il Gruppo dopo la costruzione dell'impianto ed il trasferimento della proprietà al Comune, non ha perso il controllo dello stesso, che risulta quindi iscritto come attività materiale, al costo di costruzione incrementato per i costi di smantellamento ed ammortizzato lungo la durata della concessione. Il valore dell'attività materiale è, inoltre, comprensivo del valore attuale dei canoni di concessione futuri rilevati come costi indiretti della costruzione e per i quali è stata rilevata una passività finanziaria in contropartita (Euro 3.575 migliaia per Cavriglia ed Euro 1.809 migliaia per Tegolaia).

Dalla data di acquisizione, Cavriglia SPV S.p.A. ha contribuito, al netto delle elisioni infragrupo, ai ricavi del Gruppo per Euro 472 migliaia, al risultato operativo con una perdita di Euro 38 migliaia e all'utile netto del Gruppo con una perdita di Euro 2.174 migliaia.

Se l'aggregazione fosse stata efficace dall'inizio dell'anno, il conto economico del bilancio consolidato al 31 dicembre 2017 avrebbe presentato maggiori ricavi per Euro 2.633 migliaia, un maggior risultato operativo di Euro 1.259 migliaia, un maggior risultato netto di Euro 213 migliaia.

Dalla data di acquisizione, Tegolaia SPV S.p.A. ha contribuito, al netto delle elisioni infragrupo, ai ricavi del Gruppo per Euro 267 migliaia, al risultato operativo con una perdita di Euro 48 migliaia e all'utile netto del Gruppo con una perdita di Euro 683 migliaia.

Se l'aggregazione fosse stata efficace dall'inizio dell'anno, il conto economico del bilancio consolidato al 31 dicembre 2017 avrebbe presentato maggiori ricavi per Euro 1.330 migliaia, un maggior risultato operativo di Euro 664 migliaia, un maggior risultato netto di Euro 110 migliaia.

➤ **Acquisizioni di interessenze addizionali in società già controllate**

Nel corso dell'esercizio 2017 si segnalano le seguenti acquisizioni e cessioni di interessenze di minoranza in società già controllate:

- Acquisizione del 9,08% di Estracom S.p.A. detenuto da Planetaria S.r.l., al prezzo di Euro 637 migliaia, col raggiungimento di una partecipazione di controllo del 79,32%;
 - Acquisizione del 35% di Biogenera S.r.l. detenuto dal Comune di Calenzano e da Alia Servizi Ambientali S.p.A. con conseguente acquisizione del controllo totalitario della partecipata. L'acquisizione è avvenuta a seguito di azzeramento del capitale sociale a copertura delle perdite risultanti dal bilancio d'esercizio 2016 e sottoscrizione integrale del nuovo capitale sociale da parte di Estra Clima S.r.l., controllata al 100% dalla Capogruppo. La controllata è stata prima della chiusura dell'esercizio fusa per incorporazione in Estra Clima;
 - Acquisizione del 40% di Exo Energy Trading S.r.l. detenuto da Openlogs S.r.l., al prezzo di Euro 303 migliaia, col raggiungimento del controllo totalitario della società da parte di Estra Energie S.r.l.. La controllata è stata prima della chiusura dell'esercizio fusa per incorporazione in Estra Energie S.r.l.;
 - Acquisizione del 12,72% di Gastronto S.r.l., al prezzo di Euro 483 migliaia, col raggiungimento del controllo al 92,67% da parte di Estra Energie S.r.l.;
-

- Acquisizione del 40% di Estra Elettricità S.r.l. detenuto da Canarbino S.r.l., al prezzo di Euro 9.012 migliaia, col raggiungimento del controllo totalitario della società da parte di Estra Energie S.r.l. sulla base di accordo sottoscritto tra le parti in data 25 ottobre 2017;
- Acquisizione del 33,013% del capitale sociale di ETA 3 S.p.A. detenuto da Edison, al prezzo di Euro 9.270 migliaia, col raggiungimento del controllo totalitario della società da parte di Estra S.p.A. Alla data dell'acquisizione, la società era titolare di azioni rappresentative dello 0,22% di Estra e del 21,20% delle quote di Estra Energie S.r.l..

Di seguito si riporta un riepilogo dei corrispettivi pagati, del valore contabile delle attività nette acquisite e degli effetti rilevati a patrimonio netto in accordo al principio contabile IFRS 3:

Società	% Acquisita	Valore contabile dell'interessenza acquisita	Corrispettivo pagato	Utile/(perdite) a nuovo	Riserva di attualizzazione IAS 19
Estracom	9,08%	793	637	156	1
Biogenera	35,00%	(68)		(68)	
Exo	40,00%	69	303	(234)	
Gastronto	12,72%	1.036	483	553	
ETA 3	33,01%	4.651	9.270	(4.616)	(3)
Estra Elettricità	40,00%	496	9012	(8.516)	(2)
Totale		6.977	19.705	(12.725)	(4)

In riferimento all'acquisizione del 40% di Estra Elettricità S.r.l. da parte di Estra Energie, si evidenzia che col medesimo accordo, le parti hanno voluto altresì dare attuazione alla volontà di Canarbino di acquisire (e del Gruppo Estra di cedere) contratti di somministrazione di gas naturale ed energia elettrica in territori extra Toscana. La riorganizzazione del portafoglio ha portato la cessione a Canarbino da parte di Estra Energie ed Estra Elettricità, rispettivamente di circa 11.000 contratti gas e circa 25.000 contratti di energia elettrica. Dalla differenza tra il prezzo di cessione dei contratti ed il valore netto contabile del costo di acquisizione dei clienti, pari ad Euro 1.959 migliaia per i contratti gas ed Euro 3.880 migliaia per i contratti elettrici, sono emerse plusvalenze pari, rispettivamente, ad Euro 1.687 migliaia ed Euro 1.487 migliaia, rilevate a patrimonio netto nel bilancio consolidato, ovvero contabilizzando le cessioni come transazioni facenti parte dell'accordo relativo all'acquisto delle quote di minoranza (IFRS 10.B97).

7.3 Controllate con interessenze di minoranza significative

Di seguito si riportano le informazioni relative alle controllate rilevanti con partecipazioni di minoranza significative.

I dati economico-finanziari sono basati sui saldi di bilancio prima delle elisioni intercompany.

Esercizio 2018

Quota delle interessenze partecipative detenuta dagli azionisti di minoranza:

Denominazione (Società controllate consolidate integralmente)	Sede legale	Valuta	Attività principale	% di Terzi
Prometeo S.p.A.	Osimo (AN)	Euro	Vendita gas ed energia elettrica	40,41%

Conto Economico (in migliaia di Euro)	Prometeo
Ricavi operativi	
Ricavi da contratti con clienti	122.628
Altri ricavi operativi	1.108
	123.736
Costi operativi	
Consumi di materie prime, sussidiarie e merci	78.857
Costi per servizi	33.816
Costi per godimento beni di terzi	271
Costi del personale	1.915
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	5.161
Altri costi operativi	221
	120.241
RISULTATO OPERATIVO	3.495
Proventi finanziari	166
Oneri finanziari	510
GESTIONE FINANZIARIA	(344)
UTILE ANTE IMPOSTE	3.151
Imposte sul reddito dell'esercizio	1.100
RISULTATO NETTO DELL'ESERCIZIO	2.051

Stato patrimoniale (in migliaia di Euro)	Prometeo
ATTIVITA' NON CORRENTI	
Attività materiali	155
Avviamento	7.311
Attività immateriali	2.928
Partecipazioni	1.071
Altre attività non correnti	29
Attività per imposte anticipate	3.412
	14.906
ATTIVITA' CORRENTI	
Crediti commerciali	59.185
Crediti tributari	531
Altre attività correnti	603
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	9.496
	69.815
TOTALE ATTIVITA'	84.721
TOTALE PATRIMONIO NETTO	16.623
PASSIVITA' NON CORRENTI	
Fondi per rischi ed oneri	156
Trattamento di fine rapporto	357
	513
PASSIVITA' CORRENTI	
Debiti finanziari a breve termine	3
Debiti commerciali	59.956
Debiti tributari	2.552
Altre passività correnti	5.074
	67.585
TOTALE PASSIVITA' e PN	84.721

Esercizio 2017

Quota delle interessenze partecipative detenuta dagli azionisti di minoranza:

Denominazione (Società controllate integralmente)	Sede legale	Valuta	Attività principale	% di Terzi
Prometeo S.p.A.	Osimo (AN)	Euro	Vendita gas ed energia elettrica	40,41%

Conto Economico (in migliaia di Euro)	Prometeo
Ricavi	
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	119.119
Altri ricavi operativi	1.535
	120.655
Costi operativi	
Consumi di materie prime, sussidiarie e merci	74.336
Costi per servizi	36.006
Costi per godimento beni di terzi	235
Costi del personale	1.459
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	6.238
Altri costi operativi	82
	118.356
RISULTATO OPERATIVO	2.298
Proventi finanziari	372
Oneri finanziari	254
GESTIONE FINANZIARIA	118
UTILE ANTE IMPOSTE	2.416
Imposte sul reddito dell'esercizio	1.170
RISULTATO NETTO DELL'ESERCIZIO	1.246

Stato patrimoniale (in migliaia di Euro)	Prometeo
ATTIVITA' NON CORRENTI	
Attività materiali	68
Avviamento	8.065
Attività immateriali	2.750
Partecipazioni	1.071
Altre attività finanziarie non correnti	
Altre attività non correnti	29
Attività per imposte anticipate	2.943
	14.927
ATTIVITA' CORRENTI	
Crediti commerciali	52.377
Crediti tributari	1.551
Altre attività correnti	574
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	7.962
	62.464
TOTALE ATTIVITA'	77.391
TOTALE PATRIMONIO NETTO	16.316
PASSIVITA' NON CORRENTI	
Fondi per rischi ed oneri	139
Trattamento di fine rapporto	367
	506
PASSIVITA' CORRENTI	
Quota entro 12 mesi di finanziamenti a M/L termine	
Debiti finanziari a breve termine	1.564
Debiti commerciali	52.748
Debiti tributari	1.521
Altre passività correnti	4.735
Altre passività finanziarie correnti	
	60.568
TOTALE PASSIVITA' e PN	77.391

7.4 Partecipazioni in joint venture

Al 31 dicembre 2018 il Gruppo detiene una partecipazione al 45% in EDMA Reti Gas S.r.l., sulla quale esercita controllo congiunto con Viva Servizi S.p.A., socio al 55%, in base a previsioni statutarie e patti parasociali che richiedono il consenso unanime di ambo le parti per le decisioni relative alle attività rilevanti di politiche finanziarie, gestionali e strategiche della partecipata.

La società opera nel settore della distribuzione del gas naturale, svolgendo le attività di gestione degli impianti e delle reti di adduzione e distribuzione di gas nella provincia di Ancona.

La partecipazione iscritta al 31 dicembre 2018 ad Euro 9.688 migliaia è contabilizzata con il metodo del patrimonio netto.

La tabella seguente evidenzia le principali grandezze economiche e patrimoniali:

Stato patrimoniale	31/12/2018
Beni in concessione	26.373
Disponibilità liquide	3.954
Equity	22.348
Indebitamento bancario	6.136

Conto economico	31/12/2018
Ricavi operativi	29.806
Costi operativi	26.051
Ammortamenti e accantonamenti	2.440
Risultato operativo	1.315
Utile netto dell'esercizio	925

8. Commento alle principali voci di conto economico

8.1 Ricavi

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2018 e al 31 dicembre 2017 i ricavi ammontano rispettivamente a Euro 842.973 migliaia e Euro 1.016.504 migliaia. La tabella seguente evidenzia la ripartizione tra ricavi da contratti con clienti ed altri ricavi operativi:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2018	2017
Ricavi da cessione di beni e servizi	805.421	979.127
Altri ricavi operativi	37.552	37.378
Totale ricavi	842.973	1.016.504

La riduzione della voce è fortemente influenzata dagli effetti derivanti dall'applicazione, a decorrere al 01 gennaio 2018, del principio IFRS 15 e, in particolare, dall'esposizione netta nella voce "margine da gestione commodities" dei ricavi e costi da attività di trading gas, come sotto descritto. Anche se il Gruppo ha seguito un approccio di prima applicazione dell'IFRS 15 modificato, in assenza di impatti sul timing di riconoscimento dei ricavi, ha ritenuto di esporre i valori per gli esercizi a confronto nella unica voce Ricavi da cessione di beni e servizi.

8.1.1 Ricavi da cessione di beni e servizi

Di seguito si evidenzia la suddivisione per flussi dei ricavi da contratti con clienti del Gruppo al 31 dicembre 2018 comparati con l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2017:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2018	2017
Ricavi della distribuzione del gas metano	28.557	20.215
Ricavi per componenti tariffarie passanti della distribuzione del gas metano	-	3.479
Perequazione distribuzione gas metano	(10.585)	(6.902)
Ricavi della vendita e distribuzione di gas naturale GPL	3.416	3.363
Ricavi della vendita di gas metano	629.212	537.852
Ricavi da trading di gas metano		287.863
Ricavi della vendita di energia elettrica	110.058	106.355
Ricavi dell'attività delle telecomunicazioni	4.643	4.514
Ricavi delle altre attività del gruppo	15.654	8.259
Incrementi immobilizzazioni per lavori interni	19.750	14.129
Quota di competenza dei contributi percepiti	1.943	-
Ricavi per servizi post contatore e prestazioni accessorie	2.773	-
Ricavi da cessione di beni e servizi	805.421	979.127

Le principali variazioni sono relative a:

- la voce "Ricavi della distribuzione del gas metano": la voce registra un incremento di Euro 8.342 migliaia principalmente per effetto della variazione di perimetro e, in particolare dell'inizio della gestione nei Comuni di Rieti, Magione e Mosciano S. Angelo a far data dal 1 gennaio 2018 (a seguito del conferimento in aumento di capitale di Estra a dicembre 2017 da parte di Viva Servizi S.p.A.) e dell'acquisizione della società Melfi Reti Gas S.r.l.;

- la voce “Ricavi per componenti tariffarie passanti della distribuzione del gas metano”: per effetto dell’applicazione dell’IFRS 15 i ricavi per componenti tariffarie passanti (Euro 4.483 migliaia) sono esposti al netto dei relativi costi nell’esercizio 2018;
- la voce “Perequazione distribuzione gas metano”: la voce, in aumento di Euro 3.683 migliaia rispetto all’esercizio precedente, è relativo al meccanismo gestito dall’Autorità attraverso la Cassa Conguaglio al fine di garantire l’equivalenza tra i ricavi conseguiti da ciascuna impresa attraverso l’applicazione della tariffa obbligatoria che, ovviamente non riflette i costi specifici di ogni impresa ed i costi riconosciuti alla medesima impresa, attraverso la tariffa di riferimento;
- la voce “Ricavi della vendita di gas metano”: la voce registra un incremento di Euro 91.360 migliaia principalmente per effetto dei maggior volumi di gas venduti e dall’ingresso nel perimetro di consolidamento di Gas Marca S.r.l. e Metania S.r.l.;
- la voce “Ricavi da trading di gas metano”: per effetto dell’applicazione dell’IFRS 15 i ricavi da attività di trading di gas naturale (Euro 228.618 migliaia) sono esposti al netto dei relativi costi nell’esercizio 2018;
- la voce “Ricavi della vendita di energia elettrica”: la voce registra un incremento di Euro 3.703 migliaia principalmente per effetto dei maggior volumi di energia elettrica venduti e dall’ingresso nel perimetro di consolidamento di Metania S.r.l.;
- la voce “ricavi delle altre attività del gruppo”: è riferita principalmente dai ricavi della Capogruppo per contratti di servizio in essere con i Soci, società collegate e società sottoposte a controllo congiunto, dai ricavi da gestione calore e manutenzione tipici della controllata Estra Clima S.r.l. e dai ricavi per produzione di energia da fonti rinnovabili. La variazione è principalmente riferita all’incremento di attività della Capogruppo ed al consolidamento per l’intero esercizio di Cavriglia S.p.V S.p.A. e Tegolaia SPS. S.p.A., operanti nella produzione di energia da impianti fotovoltaici, consolidate per un solo trimestre nell’esercizio precedente;
- la voce “incrementi per lavori interni”: è principalmente riferita ai costi interni relativi alle attività svolte sulle reti in concessione in aumento di Euro 5.621 migliaia;
- le voci “Quota di competenza dei contributi percepiti” e “Ricavi per servizi post contatore e prestazioni accessorie”: sono esposte tra i ricavi da cessione di beni e servizi in accordo all’IFRS 15 mentre figurano tra altri ricavi operativi nel dato comparativo 2017.

I ricavi per la vendita di gas metano e di energia elettrica includono al 31 dicembre 2018 e 2017 lo stanziamento per la stima delle forniture di energia elettrica e gas erogate ai clienti finali e non ancora fatturate al 31 dicembre. La stima è effettuata in base alle informazioni su volumi distribuiti ed allocati ottenute dai trasportatori, soggetta a potenziali conguagli.

Di seguito si elenca il dettaglio dei ricavi da contratti con clienti del Gruppo al 31 dicembre 2018 raggruppati per settore operativo:

Esercizio chiuso al 31 dicembre 2018 (valori in migliaia di euro)	Settori operativi			Corporate e Altre
	Totale	Distribuzione gas naturale	Vendita gas e luce	
Ricavi della distribuzione del gas metano	28.557	28.557		
Perequazione distribuzione gas metano	(10.585)	(10.585)		
Ricavi della vendita e distribuzione di gas naturale GPL	3.416	3.416		
Ricavi della vendita di gas metano	629.212		629.212	
Ricavi della vendita di energia elettrica	110.058		110.058	
Ricavi dell’attività delle telecomunicazioni	4.643			4.643
Ricavi delle altre attività del gruppo	15.654	82		15.572
Incrementi immobilizzazioni per lavori interni	19.750	19.750		
Quota di competenza dei contributi percepiti	1.943	454		1.489
Ricavi per servizi post contatore e prestazioni accessorie	2.773		2.773	
Ricavi da cessione di beni e servizi	805.421	41.674	742.043	21.704
Rettifiche e Elisioni	63.968	39.051	1.783	23.134
Totale ricavi al lordo di rettifiche ed elisioni tra settori operativi	869.389	80.725	743.826	44.838

Il Gruppo opera sul territorio italiano, ad eccezione delle *discontinued operation* relative a Useneko localizzata in Polonia.

Come indicato nei principi contabili applicati, il gruppo prevalentemente rileva ricavi su un arco temporale coerentemente con il trasferimento del controllo dei beni e servizi erogati.

Le principali obbligazioni di fare sono quelle specifiche nel settore di attività ed attengono al trasferimento del controllo delle commodities ai clienti finali, nonché ai servizi di trasporto e distribuzione delle stesse qualora si gestisca la rete di distribuzione in ossequio alle concessioni e normative vigenti.

Le condizioni di mercato applicate sono in linea con la prassi di settore e le normative applicabili.

Il Gruppo ha la possibilità di fatturare ai clienti gli importi corrispondenti alle performance erogate.

Con riferimento alle tempistiche di riconoscimento dei ricavi per contributi di allaccio, le stesse sono coerenti con la vita utile dei corrispondenti attivi riconosciuti dal gruppo in presenza di un coerente obbligo legale di erogazione del servizio.

8.1.2 Altri ricavi operativi

Di seguito si elenca il dettaglio degli altri ricavi operativi del Gruppo al 31 dicembre 2018 comparati con l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2017:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2018	2017
Rimborso costi personale comandato	-	1.568
Riaddebito costi per servizi post contatore e servizi ai PDR	-	5.097
Titoli Efficienza Energetica	25.080	17.615
Rilascio fondo rischi	2.443	-
Ricavi diversi di esercizio	10.013	11.601
Plusvalenze gestione extra-caratteristica	16	22
Quota di competenza dei contributi percepiti		1.475
Altri ricavi operativi	37.553	37.378

La voce "Rimborso costi personale comandato" è esposta nell'esercizio 2018 a diretta riduzione del costo del personale per Euro 1.118 migliaia.

I ricavi per riaddebito dei costi per servizi post contatore e servizi ai pdr sono esposti al netto dei relativi costi nell'esercizio 2018 per Euro 5.601 migliaia in applicazione dell'IFRS 15, avendo constatato la natura di agente nella esecuzione delle prestazioni.

La voce "Titoli Efficienza energetica" contiene la valorizzazione dei titoli di efficienza energetica (TEE) di competenza dell'esercizio 2018 quale contributo tariffario previsto dalle delibere dell'ARERA, in sensibile aumento rispetto all'esercizio precedente, per l'incremento dei prezzi registratosi sul mercato.

La voce rilascio fondo rischi fa principalmente riferimento alla liberazione dall'obbligo di indennizzo a favore di Andali in caso di escussione della fidejussione rilasciata al GSE per di Euro 2.205 migliaia come descritto nel paragrafo "Accordi inerenti la cessione di Andali Energie S.r.l."

La voce "Ricavi diversi di esercizio" si riferisce principalmente a riaddebiti di costi sostenuti dalla Capogruppo per conto di società collegate e a controllo congiunto.

8.2 Costi operativi

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2018 e al 31 dicembre 2017 i costi operativi ammontano rispettivamente a Euro 811.144 ed Euro 972.183:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2018	2017
Materie prime, sussidiarie e merci	481.267	661.404
Costi per servizi	204.124	189.298
Costi per godimento beni di terzi	14.125	12.855
Costi per il personale	36.604	34.218
Ammortamenti, accantonamenti, svalutazioni	43.265	42.964
Altri costi operativi	31.760	31.444
Costi operativi	811.144	972.183

8.2.1 Acquisto di materie prime, sussidiarie, di consumo e merci

I costi per acquisto materie prime, sussidiarie, di consumo e merci ammontano a Euro 481.267 migliaia al 31 dicembre 2018 ed Euro 661.404 migliaia al 31 dicembre 2017.

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2018	2017
Acquisti materie prime, sussidiarie e merci	471.761	668.522
Variazioni rimanenze	9.803	(7.118)
	481.564	661.404
<i>a dedurre:</i>		
-incrementi per lavori interni	(297)	
Materie prime, sussidiarie e merci	481.267	661.404

I costi per acquisto di materie prime, sussidiarie, di consumo e merci dell'esercizio 2018 diminuiscono per effetto dell'esposizione netta nella voce "marginie da gestione commodities" dei ricavi e costi da attività di trading gas in accordo all'IFRS 15. In particolare, nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2017 la voce "Acquisti materie prime, sussidiarie e merci" include costi per attività di trading pari ad Euro 287.041 migliaia. Il corrispondente importo al 31 dicembre 2018 pari ad euro 229.561 è classificato nella voce "Proventi/(oneri) da gestione rischio commodity".

La componente più significativa della voce è rappresentata dai costi di acquisto, trasporto e stoccaggio gas per Euro 415.085 migliaia e costi di acquisto di energia elettrica per Euro 40.881 migliaia.

La voce include inoltre la componente straordinaria di "settlement" riferita alla controllata Gas Marca per Euro 1.387 migliaia di cui al paragrafo "Acquisizione di Gas Marca S.r.l."

I costi per acquisto gas comprendono i costi per acquisto derivanti da un contratto longterm di consegna al Tarvisio tra Sinergie Italiane S.r.l. e Gazprom Export LLC, con rivendita dello stesso alle società di vendita del Gruppo.

I costi per acquisto di materie prime, sussidiarie, di consumo e merci legati alle attività di somministrazione di

gas naturale ed energia elettrica ai clienti finali dell'esercizio 2018 sono incrementati rispetto all'esercizio 2017 in correlazione all'andamento dei ricavi.

8.2.2 Costi per servizi

Di seguito si elenca il dettaglio dei costi per servizi del Gruppo al 31 dicembre 2018 comparati con l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2017:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2018	2017
Prestazioni professionali	10.214	8.927
Altri costi per servizi	14.928	14.660
Costi per riqualificazione impianti di terzi e per appalti e manutenzioni	10.283	7.420
Assicurazioni	1.700	1.668
Prestazioni e consulenze tecniche fiscali amministrative e notarili	8.048	5.554
Costi relativi alla gestione clientela e per stampa e recapito bollette	4.943	5.662
Servizi telecomunicazioni	1.849	1.691
Costi distribuzione gas utenti	94.839	85.554
Costi di trasporto e dispacciamento energia elettrica	54.812	55.385
Costi di pubblicità e sponsorizzazione dei prodotti del gruppo	3.324	2.778
<i>a dedurre:</i>		
-incrementi per lavori interni	(817)	
Costi per servizi	204.124	189.298

La voce "Costi di distribuzione gas utenti" mostra un incremento significativo nell'esercizio 2018 rispetto all'esercizio precedente, prevalentemente in seguito all'aumento dei volumi di gas distribuito.

Inoltre, l'incremento della voce costi per servizi è relativo a maggiori costi per prestazioni professionali, consulenze e spese di pubblicità e sponsorizzazione per campagne pubblicitarie legate all'avviato processo di quotazione.

8.2.3 Costi per godimento beni di terzi

Di seguito si elenca il dettaglio dei costi per godimento beni di terzi del Gruppo al 31 dicembre 2018 comparato con l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2017:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2018	2017
Canoni di concessione gas	8.356	6.958
Affitto sedi aziendali	2.719	2.681
Locazioni e canoni diversi	3.050	3.216
Costi per godimento beni di terzi	14.125	12.855

La voce canoni di concessione gas fa riferimento ai canoni corrisposti ai Comuni affidatari del servizio di distribuzione e misura del gas naturale e, principalmente:

- Euro 2.516 migliaia ai Comuni affidatari del servizio a Centria S.r.l. e soci di Coingas S.p.A., Consiag S.p.A. e Intesa S.p.A. (Euro 2.516 migliaia nel 2017);
- Euro 571 migliaia ai Comuni affidatari del servizio a Gergas S.p.A. (Grosseto) (Euro 661 migliaia nel 2017);
- Euro 4.931 migliaia ai Comuni per i quali il servizio di distribuzione e misura del gas naturale è stato acquisito in concessione a seguito di gare ad evidenza pubblica (Euro 3.710 migliaia nel 2017). L'incremento della voce è dovuto all'inclusione nel perimetro di consolidamento a fine 2017 di Tua Rete S.r.l., gestore in concessione del servizio di distribuzione gas nei Comuni di Mosciano, Citerna, Rieti e Magione.

La voce affitto sede aziendali è principalmente relativa ai costi sostenuti dal Gruppo per l'affitto delle sedi aziendali dai soci Consiag S.p.A., Coingas S.p.A. ed Intesa S.p.A..

La voce locazioni e canoni diversi è principalmente relativa ai canoni ULL (Unbundling Local Loop) sostenuti dalla controllata Estracom S.p.A. necessari per lo svolgimento delle attività di telecomunicazioni, ai canoni di locazione hardware e software ed ai canoni di locazione automezzi.

8.2.4 Costi per il personale

Di seguito si elenca il dettaglio dei costi per il personale del Gruppo al 31 dicembre 2018 comparati con l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2017

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2018	2017
Salari e stipendi	26.336	24.772
Oneri sociali	8.572	7.608
Trattamento di fine rapporto	1.559	1.460
Altri Costi	114	91
Personale distaccato da terzi	143	286
<i>a dedurre:</i>		
-incrementi per lavori interni	(120)	
Costi per il personale	36.604	34.218

L'incremento della voce è principalmente legato alla crescita dell'organico aziendale, anche a seguito delle acquisizioni aziendali avvenute nel corso dell'esercizio 2018 e a fine dell'esercizio 2017.

8.2.5 Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni

Di seguito si elenca il dettaglio degli ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni del Gruppo al 31 dicembre 2018 comparati con l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2017:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2018	2017
Ammortamenti attività immateriali	27.847	26.477
Ammortamenti attività materiali	7.055	4.964
Svalutazione attività immateriali	-	21
Svalutazione attività materiali	10	1.723
Svalutazione crediti commerciali	8.320	9.539
Accantonamenti per rischi	-	143
Altri accantonamenti	32	97
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	43.264	42.964

Per il dettaglio delle voci relative agli ammortamenti e alla svalutazione dei crediti commerciali si rimanda ai prospetti delle attività materiali, immateriali e al prospetto del fondo svalutazione crediti esposti nelle note di commento alla situazione patrimoniale. In particolare si registra un aumento della voce "ammortamenti attività materiali" per Euro 2.091 migliaia per effetto degli investimenti e dell'ampliamento del perimetro di consolidamento nell'esercizio

In riferimento alla voce svalutazione di attività materiali dell'esercizio 2017 si rinvia alla nota Impairment test ai sensi dello IAS 36 sul valore delle attività materiali.

8.2.6 Altri costi operativi

Di seguito si elenca il dettaglio degli altri costi operativi del Gruppo al 31 dicembre 2018 comparati con l'esercizio chiusi al 31 dicembre 2017:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2018	2017
Altri oneri diversi di gestione	4.093	2.464
Imposte e tasse indirette diverse	1.331	1.060
Acquisto titoli efficienza energetica	25.357	17.861
Quote associative	683	715
Componenti tariffarie delibera 159/08	-	8.574
Minusvalenze da alienazioni	296	770
Altri costi operativi	31.760	31.444

La voce "Acquisto titoli efficienza energetica" riguarda i costi sostenuti per l'ottenimento dei certificati per il risparmio energetico per adempiere l'obbligo del 2018. Analogamente alla relativa voce di ricavo, i costi per acquisto titoli di efficienza energetica registrano un significativo incremento legato all'aumento del prezzo registratosi sul mercato.

La voce “Componenti tariffarie delibera 159/08” riguarda le somme dovute alla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico in ottemperanza alla delibera n. 159/08 ARERA e successive modifiche e integrazioni. Per effetto dell’applicazione dell’IFRS 15, le componenti tariffarie delibera 159/08, poiché passanti, sono esposte al netto dei relativi ricavi.

8.3 Proventi e oneri da gestione rischio commodity

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2018 e 2017 i risultati da gestione rischio commodity ammontano rispettivamente ad oneri per Euro 394 migliaia e proventi per Euro 536 migliaia.

Con decorrenza dal 01 gennaio 2018, per effetto dell’applicazione dell’IFRS 15, la voce si riferisce, oltre che alla variazione di fair value dei contratti a termine (in acquisto e vendita) utilizzati nell’attività di trading gas e dei derivati di tipo commodity swap non designabili come strumenti di copertura in analogia all’esercizio precedente, anche ai ricavi e costi per operazioni di trading di gas naturale con consegna fisica avvenuta nell’esercizio.

La tabella seguente evidenzia la composizione della voce:

	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2018	2017
	(valori in migliaia di euro)	
Margine dell’attività di trading gas	(984)	150
variazione di fair value dei commodity swap utilizzati nell’attività di commercializzazione energia elettrica	(63)	-
variazione di fair value dei commodity swap utilizzati nell’attività di commercializzazione gas	(3.372)	-
Totale oneri da gestione rischio commodity	(4.419)	150

Maggiori informazioni sono contenute nella nota Strumenti finanziari e valutazioni al fair value.

8.4 Quota dei proventi/oneri da valutazione delle partecipazioni di natura non finanziaria con il metodo del patrimonio netto

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2018 e al 31 dicembre 2017 i proventi da valutazione delle partecipazioni di natura non finanziaria con il metodo del patrimonio netto ammontano rispettivamente a Euro 558 migliaia ed Euro 225.

La voce si riferisce alla quota di pertinenza del Gruppo del risultato della joint venture EDMA Reti Gas S.r.l., valutata con il metodo del patrimonio netto. Considerando la natura non finanziaria della partecipazione ed il ruolo gestionale ed operativo rilevante svolto dal Gruppo, la quota di pertinenza del Gruppo del risultato d’esercizio delle partecipate è rilevata nel prospetto di Conto Economico prima del risultato operativo.

8.5 Proventi finanziari

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2018 e al 31 dicembre 2017 i proventi finanziari ammontano rispettivamente a Euro 2.113 migliaia ed Euro 3.335 migliaia. Il dettaglio è il seguente:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2018	2017
Proventi verso società collegate	185	207
Proventi diversi verso altri	1.759	2.846
Rivalutazione derivati IRS	169	282
Proventi finanziari	2.113	3.335

I proventi verso collegate e società a controllo congiunto sono maturati sui crediti iscritti nelle attività finanziarie non correnti sui finanziamenti concessi a quest'ultime.

La voce proventi diversi verso altri è relativa principalmente agli interessi attivi maturati sui conti correnti bancari e postali per Euro 516 migliaia (Euro 910 migliaia al 31 dicembre 2017) ed agli interessi attivi per ritardato pagamento addebitati ai clienti per Euro 1.241 migliaia (Euro 1.917 migliaia al 31 dicembre 2017).

8.6 Oneri finanziari

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2018 e al 31 dicembre 2017 gli oneri finanziari ammontano rispettivamente a Euro 15.368 migliaia ed Euro 17.548 migliaia. Il dettaglio è il seguente:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2018	2017
Interessi passivi verso controllanti	366	409
Interessi ed altri oneri finanziari	15.002	17.139
Oneri finanziari	15.368	17.548

La voce interessi passivi verso controllanti accoglie gli interessi passivi sui finanziamenti contratti dalla Capogruppo con i Soci.

Gli interessi e altri oneri finanziari sono dettagliati nella tabella seguente:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2018	2017
Interessi passivi c/c bancari	39	383
Interessi passivi su mutui e gestione finanziaria	3.965	7.727
Interessi passivi su prestiti obbligazionari	10.057	8.511
Interessi passivi altri	366	303
Interessi di mora	467	114
Interest cost TFR	108	102
Interessi ed altri oneri finanziari	15.002	17.139

Il saldo della voce “interessi passivi su prestiti obbligazionari” dell’esercizio 2018 è influenzato da componenti straordinari (interessi anticipati e storno parziale di spese di accensione) per Euro 2.119 migliaia legate al rimborso anticipato di prestiti obbligazionari per un valore nominale di Euro 30 milioni.

Il saldo della voce “interessi passivi su mutui e gestione finanziaria” dell’esercizio 2017 è influenzato da componenti straordinari legate al rimborso anticipato di leasing ed estinzione di strumenti derivati di copertura per complessivi Euro 3.274 migliaia.

8.7 Quota dei proventi/oneri da valutazione delle partecipazioni di natura finanziaria con il metodo del patrimonio netto

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2018 e al 31 dicembre 2017 la valutazione delle partecipazioni di natura finanziaria con il metodo del patrimonio netto ha determinato proventi per Euro 427 migliaia nell’esercizio 2018 e proventi per Euro 280 migliaia nell’esercizio 2017.

La voce si riferisce alla quota di pertinenza del Gruppo del risultato delle società collegate o sottoposte a controllo congiunto, aventi natura finanziaria, valutate con il metodo del patrimonio netto.

8.8 Imposte sul reddito dell’esercizio

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2018 e al 31 dicembre 2017 le imposte sul reddito dell’esercizio ammontano rispettivamente a Euro 5.204 migliaia ed Euro 14.321 migliaia:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2018	2017
Imposte correnti	11.034	18.537
Imposte esercizi precedenti	(407)	125
Imposte correnti	10.627	18.661
Imposte anticipate	(1.154)	(985)
Imposte differite	(4.365)	(3.356)
Imposte dell’esercizio	5.108	14.320

Il Gruppo ha optato per il regime impositivo, denominato Consolidato Fiscale Nazionale, la cui disciplina è contenuta negli articoli da 117 a 129 del D.P.R. n. 917/1986. Tale regime opzionale prevede la determinazione in capo alla società controllante di un unico reddito imponibile di gruppo, corrispondente alla somma algebrica dei redditi complessivi netti dei soggetti aderenti e, conseguentemente, di un’unica imposta sul reddito delle società del gruppo.

In ciascun periodo di imposta, le società in perdita hanno diritto a ricevere quale compenso della perdita un importo pari all’aliquota IRES applicabile nel periodo d’imposta moltiplicata per detta perdita. Le società che apportano un’eccedenza di interessi passivi ovvero un’eccedenza di ROL hanno diritto di ricevere, in caso di utilizzo dell’eccedenza, un compenso pari ad una percentuale pattuita delle minori imposte calcolate sull’eccedenza utilizzata.

Il perimetro del consolidato fiscale include le seguenti società partecipate in misura superiore al 50%: Estra Clima S.r.l., Centria S.r.l., Estra Energie S.r.l., Gergas S.p.A. e Estracom S.p.A..

8.9 Risultato netto delle attività cessate/in dismissione

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2018 e al 31 dicembre 2017 il risultato delle attività cessate/in dismissione ammonta rispettivamente a Euro (2.320) migliaia ed Euro (377) migliaia.

Il Gruppo ha designato come attività non correnti destinate alla vendita/dismissione la società polacca Useneko, operante nell'attività di distribuzione gas in Polonia, e fino all'esercizio 2016 compreso anche la sua diretta controllante Serenia S.r.l. in liquidazione, incorporata nella Capogruppo nel corso dell'esercizio 2017, a seguito di avvio di un procedimento di dismissione/cessione delle due partecipate.

Il processo di dismissione dell'azienda si è prolungato oltre l'orizzonte temporale inizialmente previsto a seguito di criticità emerse in alcuni interventi di ripristino della rete e nella regolarizzazione contrattuale di alcune servitù di passaggio funzionali alla cessione. L'azienda è classificata tra le attività destinate alla dismissione in considerazione di quanto esposto nel paragrafo della nota 3.1 i).

Alla data del presente documento, facendo seguito ad un contratto condizionato di vendita sottoscritto ad inizio 2017, è in fase di finalizzazione il contratto per la cessione delle quote sociali ad una società di diritto polacco al prezzo di Euro 650 migliaia, salvo clausole di revisione prezzo incrementali in funzione del completamento di alcune attività a carico del venditore e della società Useneko. Stante la confermata volontà di attuare il programma di dismissione dell'asset e l'incertezza circa l'ottenimento delle possibili condizioni migliorative, nel presente bilancio consolidato gli Amministratori hanno adeguato il valore netto delle attività destinate alla vendita al più probabile valore di realizzo di Euro 650 migliaia, rilevando una svalutazione di euro 2.320 migliaia registrata nella voce "Utile/(perdita) netto derivante da attività destinate alla dismissione" in accordo all'IFRS 5.

8.10 Operazioni significative non ricorrenti, atipiche e/o inusuali

Il conto economico degli esercizi 2018 e 2017 non sono stati influenzati da elementi non ricorrenti, ai sensi della delibera Consob numero 15519 del 27 luglio 2006.

9. Commento alle principali voci di conto economico complessivo

9.1 Variazione riserva di cash flow hedge

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2018 e al 31 dicembre 2017 la variazione riserva di cash flow hedge è positiva, rispettivamente, di Euro 185 migliaia ed Euro 164 migliaia.

La voce rappresenta la componente del risultato complessivo che recepisce la variazione della “Riserva di Cash flow hedge” iscritta per la porzione efficace dei derivati IRS di copertura.

9.2 Utili (perdite) attuariali

Nell’esercizio chiuso al 31 dicembre 2018 e 2017 gli utili attuariali ammontano rispettivamente ad Euro 166 migliaia ed Euro 82 migliaia.

La voce rappresenta la componente del risultato complessivo che recepisce la variazione della “Riserva attualizzazione IAS 19”, iscritta per gli utili e le perdite attuariali derivanti da variazioni delle ipotesi attuariali nella valutazione del TFR in accordo a principio IAS 19.

9.3 Quote delle altre componenti di utile complessivo di partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto

Nell’esercizio chiuso al 31 dicembre 2017 le quote delle altre componenti di risultato complessivo afferenti alle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto ammontano ad utili pari a Euro 131 migliaia. La voce, non presente al 31 dicembre 2018, rappresenta la componente del risultato complessivo che recepisce la variazione della “Riserva di Cash flow hedge” dei bilanci delle società collegate Cavriglia SPV S.p.A. e Tegolaia SPV S.p.A. o soggette a controllo congiunto valutate con il metodo del patrimonio netto al 31 dicembre 2017 e consolidate integralmente nel 2018.

10. Commento alle principali voci dello stato patrimoniale**10.1 ATTIVITÀ NON CORRENTI****10.1.1 Attività materiali**

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2018 e al 31 dicembre 2017 le attività materiali ammontano rispettivamente a Euro 84.778 migliaia ed Euro 82.033 migliaia.

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2018	2017
Terreni e fabbricati	7.169	4.954
Impianti e macchinari	66.230	67.757
Attrezzature industriali e commerciali	758	435
Altri beni	5.820	5.940
Immobilizzazioni in corso e acconti	4.801	2.947
Attività materiali	84.778	82.033

Le attività materiali sono principalmente rappresentate dai seguenti investimenti:

- un impianto di cogenerazione a biomasse legnose e la relativa rete di teleriscaldamento posto nel Comune di Calenzano;
- impianti e macchinari afferenti alla realizzazione di strutture telematiche e di telecomunicazioni derivanti dall'attività svolta dalla società Estracom S.p.A.;
- un impianto di trigenerazione localizzato nel Comune di Sesto Fiorentino di proprietà della controllata Estra Clima S.r.l.;
- impianti fotovoltaici, in proprietà o in leasing contabilizzati secondo il metodo finanziario IAS 17;
- un complesso immobiliare posto nel Comune di Pettoranello del Molise acquisito nel corso dell'esercizio 2018 contestualmente all'acquisto delle partecipazioni in Melfi Reti Gas S.r.l. e Metania S.r.l.

Nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2018 la voce ha registrato la seguente movimentazione:

<i>in migliaia di Euro</i>	Terreni e fabbricati	Impianti e macchinari	Attrezzature industriali e comm.li	Altri beni	Immobilizzazioni in corso e acconti	Totale
Costo o valutazione						
Al 1 gennaio 2018	7.368	98.335	2.647	23.017	2.947	134.314
Incrementi	2.243	2.521	359	1.245	2.769	9.136
Cessioni/Eliminazioni		(2)	(10)	(396)		(408)
Riclassifica	270	419	63	315	(916)	151
Acquisizioni aziendali		607	78	138		823
Svalutazioni		(10)				(10)
Al 31 Dicembre 2018	9.880	101.869	3.138	24.319	4.801	144.007
Ammortamenti						
Al 1 gennaio 2018	(2.415)	(30.577)	(2.212)	(17.077)		(52.281)
Ammortamento dell'esercizio	(275)	(4.960)	(120)	(1.699)		(7.055)
Cessioni/Eliminazioni		1	9	393		404
Riclassifica	(21)		(31)			(52)
Acquisizioni aziendali		(103)	(25)	(116)		(244)
Al 31 Dicembre 2018	(2.712)	(35.639)	(2.380)	(18.499)		(59.229)
Valore netto contabile						
Al 31 dicembre 2017	4.953	67.758	435	5.940	2.947	82.033
Al 31 dicembre 2018	7.169	66.231	758	5.820	4.801	84.778

Nel corso dell'esercizio 2018 si evidenziano in particolare:

- investimenti dell'esercizio per Euro 9.136 migliaia principalmente riconducibili (i) alla categoria "Terreni e fabbricati", per complessivi Euro 2.243 migliaia comprensivi dell'acquisto della piena proprietà del complesso immobiliare posto nel Comune di Pettoranello del Molise sede delle società Melfi Reti Gas S.r.l. (Euro 2.048 migliaia); (ii) alla categoria "Impianti e macchinari", per complessivi Euro 2.521 migliaia riferiti prevalentemente ad impianti e macchinari afferenti la realizzazione di strutture telematiche e di telecomunicazioni ed all'acquisto di 3 impianti fotovoltaici afferenti l'immobile di Pettoranello del Molise (iii) alla categoria "Immobilizzazioni in corso e acconti", per complessivi Euro 2.769 migliaia relativi principalmente alla realizzazione dei cablaggi infrastrutturali delle aree industriali in FTTH;
- incrementi netti per acquisizioni aziendali per Euro 580, principalmente relativi al consolidamento integrale di Idrogena S.r.l. a seguito di acquisizione del controllo societario. La società è titolare di un impianto idroelettrico sito nel Comune di Castel San Niccolò (AR);
- ammortamenti del periodo per Euro 7.055 migliaia.

Nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2017 la voce ha registrato la seguente movimentazione:

<i>in migliaia di Euro</i>	Terreni e fabbricati	Impianti e macchinari	Attrezzature industriali e comm.li	Altri beni	Immobilizzazioni in corso e acconti	Totale
Costo o valutazione						
Al 1 gennaio 2017	6.832	47.593	2.557	21.087	4.134	82.203
Incrementi	25	2.429	98	1.590	911	5.054
Cessioni/Eliminazioni		(970)	(8)	(577)		(1.555)
Riclassifica		1.459		639	(2.098)	
Acquisizioni aziendali		49.539		163		49.701
Conferimenti	750	8		115		873
Cessioni aziendali	(239)					(239)
Svalutazioni		(1.723)				(1.723)
Al 31 Dicembre 2017	7.368	98.335	2.647	23.017	2.947	134.314
Ammortamenti						
Al 1 gennaio 2017	(2.225)	(14.028)	(2.116)	(15.953)		(34.322)
Ammortamento dell'esercizio	(190)	(3.159)	(103)	(1.511)		(4.964)
Cessioni/Eliminazioni		546	7	573		1.126
Acquisizioni aziendali		(13.931)		(128)		(14.058)
Conferimenti		(5)		(59)		(64)
Cessioni aziendali						
Al 31 Dicembre 2017	(2.415)	(30.577)	(2.212)	(17.077)		(52.281)
Valore netto contabile						
Al 31 dicembre 2016	4.607	33.566	441	5.134	4.134	47.882
Al 31 dicembre 2017	4.954	67.757	435	5.940	2.947	82.033

Nel corso dell'esercizio 2017 si evidenziano in particolare:

- incrementi netti per acquisizioni aziendali per Euro 35.643, principalmente relativi all'acquisizione e consolidamento integrale di Cavriglia SPV S.p.A. per Euro 23.554 migliaia e Tegolaia SPV S.p.A. per Euro 11.864 che operano impianti fotovoltaici;
- investimenti dell'esercizio per Euro 5.054 migliaia principalmente riconducibili (i) alla categoria "Impianti e macchinari", per complessivi Euro 2.429 migliaia riferiti prevalentemente ad impianti e macchinari afferenti la realizzazione di strutture telematiche e di telecomunicazioni (ii) alla categoria

“Altri beni”, per complessivi Euro 1.590 migliaia riferiti a macchine e mobili d’ufficio ed (iii) alla categoria “Immobilizzazioni in corso e acconti”, per complessivi Euro 911 migliaia relativi principalmente ai progetti in corso di realizzazione nell’ambito del settore telefonia ed in particolare per la realizzazione di impianti di videosorveglianza, del back-bone della rete fonia e agli allacciamenti in fibra ottica;

- eliminazioni per un valore netto di Euro 429 migliaia, principalmente relative ad impianti di telecomunicazione;
- conferimenti di beni per un valore netto di Euro 809 migliaia, relativi all’aumento di capitale sociale di Estra sottoscritto da Viva Servizi S.p.A.;
- ammortamenti dell’esercizio per Euro 4.964 migliaia;
- perdite di valore per Euro 1.723 relativa all’impianto di teleriscaldamento di Sesto Fiorentino, come descritto alla nota successiva.

10.1.2 Impairment test ai sensi dello IAS 36 sul valore delle attività materiali

Esercizio 2018

Gli amministratori, alla luce delle condizioni attuali sia interne che esterne, non hanno ravvisato indicatori di perdite di valore in riferimento alle attività materiali.

Esercizio 2017

Gli amministratori hanno ravvisato indicatori di perdite di valore in riferimento all’impianto di teleriscaldamento di Sesto Fiorentino, iscritto ad un valore netto contabile di **Euro 3.545** migliaia al 31 dicembre 2017 prima della svalutazione effettuata, a seguito di risultati operativi inferiori alle previsioni di piano principalmente in conseguenza di un minore sviluppo urbanistico e, conseguentemente, minor numero di unità abitative allacciate rispetto alle attese. Tale impianto è relativo alla “Gestione calore” inclusa negli “Altri settori operativi”.

L’impairment test è consistito nel raffronto tra il valore contabile iscritto in bilancio e la stima del valore recuperabile dell’immobilizzazione determinato in base al suo valore d’uso.

Per valore d’uso è stato considerato il valore attuale dei flussi di cassa futuri stimati, che si suppone deriveranno dall’uso continuativo della immobilizzazione e dalla dismissione della stessa al termine della sua vita utile. Il valore d’uso è stato determinato utilizzando il metodo finanziario (Discounted Cash Flow), il quale prevede la stima dei futuri flussi di cassa e la loro attualizzazione sulla base di un appropriato tasso di attualizzazione.

Le previsioni dei flussi di cassa riflettono le migliori stime effettuabili dal management di Estra in merito alle principali assunzioni alla base dell’operatività dell’impianto per il periodo 2018-2032 (unità abitative, produzione e cessione di energia termica e frigorifera, costi manutentivi ed investimenti sull’impianto, tariffe di vendita). Il flusso di cassa derivante dalla dismissione alla fine della vita utile (terminal value) è stato stimato in Euro 460 migliaia sulla base del valore prospettico delle immobilizzazioni materiali a fine piano.

Il tasso di attualizzazione utilizzato al fine di riflettere le valutazioni correnti del mercato con riferimento al valore attuale del denaro e ai rischi specifici connessi all’attività è stato stimato, coerentemente con i flussi di cassa considerati, mediante la determinazione di un costo medio ponderato del capitale (WACC) post imposte del 5%. A completamento di queste analisi, gli amministratori hanno rilevato nell’esercizio corrente una perdita di

valore di Euro 1.723 migliaia, a fronte di un valore contabile, dopo l'ammortamento di periodo, al netto dei contributi di Euro 3.545 migliaia al 31 dicembre 2017, che è stata registrata nel prospetto di Conto Economico nella voce svalutazione di immobilizzazioni materiali. Il valore netto del bene ammonta ad Euro 1.822 migliaia al 31 dicembre 2017 in seguito alla svalutazione effettuata.

Il calcolo del valore d'uso dell'impianto è particolarmente sensibile alle seguenti assunzioni:

- margine lordo;
- tasso di sconto.

Un incremento nel tasso di sconto post-imposte o una riduzione del margine lordo atteso determinerebbe un'ulteriore riduzione di valore dell'impianto.

10.1.3 Avviamento

L'avviamento iscritto nel bilancio consolidato al 31 dicembre 2018 (e al 31 dicembre 2017) fa riferimento a:

- i) le seguenti operazioni di business combination antecedenti alla data di FTA e per le quali il Gruppo si è avvalso della facoltà di non applicare retrospettivamente l'IFRS 3:
 - avviamento iscritto a seguito dell'acquisizione di Gergas S.p.A. relativamente alla CGU "Distribuzione Gas Gergas" (Euro 1.369 migliaia);
 - avviamento iscritto dai conferimenti dei rami di gestione clienti gas da parte di Consiag S.p.A., Intesacom S.p.A. e Coingas S.p.A.; l'acquisto a titolo oneroso dei rami di azienda vendita gas di Amag S.r.l., Valdarnotiberinagas S.r.l., Baiengas Commerciale S.r.l. e Offidagas S.r.l. ed Esegas; il disavanzo da fusione per incorporazione di Energieia S.r.l, nel complesso relativi alla CGU "Vendita gas ed energia elettrica" (Euro 10.687 migliaia).
- ii) le seguenti operazioni di business combination successive alla data di FTA che ammontano ad Euro 17.380 migliaia e sono così dettagliate:
 - avviamento emerso in sede di Purchase Price Allocation dall'acquisizione di Metania S.r.l. nell'esercizio 2018 (Euro 10.836 migliaia);
 - avviamento emerso in sede di Purchase Price Allocation dall'acquisizione di GasMarca S.r.l. nell'esercizio 2018 (Euro 6.544 migliaia).

Il Gruppo ha proceduto alla verifica di impairment test al 31 dicembre 2018 e al 31 dicembre 2017 da cui non sono emerse perdite di valore come descritto nel paragrafo successivo.

10.1.4 Impairment test ai sensi dello IAS 36 sul valore dell'avviamento

L'avviamento acquisito attraverso aggregazioni aziendali è stato allocato ai fini della verifica della perdita di valore alle unità generatrici di flussi di cassa "Vendita gas ed energia elettrica" e "Distribuzione Gas Gergas":

Valore contabile dell'avviamento allocato a ciascuna unità generatrice di flussi di cassa:

	Vendita gas ed energia elettrica		Distribuzione gas		Totale	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Avviamento	28.067	10.687	1.369	1.369	29.436	12.056

Il Gruppo ha effettuato il proprio impairment test al 31 dicembre 2018 e 2017.

Il gruppo monitora la recuperabilità degli assets sulla base di piani approvati che tengono in considerazione le sinergie e le strategie a livello di CGU.

Vendita gas ed energia elettrica

Il valore recuperabile dell'unità generatrice di flussi di cassa Vendita gas ed energia elettrica è stato determinato sulla base del calcolo del valore d'uso, dove sono state utilizzate le proiezioni dei flussi di cassa della CGU derivanti dagli ultimi Piani Industriali disponibili alla data di valutazione e approvati dalla Direzione Aziendale (il Piano Industriale riferito al periodo 2019-2021 per l'impairment test al 31 dicembre 2018). Il tasso di sconto applicato alle proiezioni dei flussi di cassa, al netto delle imposte, è del 6,8% nel 2018 (5,3% nel 2017). I flussi di cassa sono stati estrapolati utilizzando un tasso di crescita del 1,5% nel 2018 (1,5% nel 2017), ipotizzato quale tasso medio di crescita del business vendita gas ed energia elettrica sul lungo periodo. A completamento di queste analisi, gli amministratori non hanno rilevato perdite di valore da imputare alle attività nette dell'unità Vendita gas ed energia elettrica, incluso l'avviamento di Euro 28.067 migliaia (Euro 10.687 migliaia nel 2017).

Assunzioni chiave utilizzate nel calcolo del valore d'uso e sensitività ai cambiamenti nelle assunzioni

Il calcolo del valore d'uso per la CGU Vendita gas ad energia elettrica è particolarmente sensibile ai seguenti fattori:

- margine lordo;
- quota di mercato nel corso del periodo di previsione;
- tassi di sconto.

Margine lordo – Il margine lordo è basato sui valori conseguiti nei tre anni precedenti l'inizio del periodo di Piano, ipotizzando prudenzialmente incrementi marginali legati ad efficientamento. L'aumento dei costi della materia prima o il non raggiungimento degli obiettivi di efficientamento potrebbero portare ad una riduzione della marginalità rispetto a quella prevista nel piano.

Assunzioni sulle quote di mercato – Il management prevede che la quota di mercato nel settore Vendita gas ed energia elettrica cresca nel periodo di Piano, anche grazie agli investimenti commerciali previsti per il mantenimento e l'acquisizione di nuovi clienti. Il management riconosce che la possibilità di ingresso di nuovi attori nel mercato e/o un'accresciuta concorrenzialità nel settore possano avere un impatto significativo sul tasso di crescita.

Tassi di sconto – I tassi di sconto riflettono la valutazione del mercato del rischio specifico di ciascuna unità generatrice di flussi di cassa, considerando il valore del denaro nel tempo e i rischi specifici delle attività sottostanti, che non siano già stati inclusi nella stima dei flussi stessi. Il calcolo del tasso di sconto è basato sulle circostanze specifiche del Gruppo e dei suoi settori operativi, derivato dal costo medio ponderato del capitale (WACC). Il WACC tiene conto sia del debito sia del patrimonio netto. Il costo del patrimonio netto è derivato dal tasso di rendimento atteso sugli investimenti. Il costo del debito è basato sui finanziamenti onerosi cui il Gruppo deve far fronte. Il rischio specifico del settore è incorporato applicando specifici fattori beta. I fattori beta sono verificati annualmente, sulla base dei dati di mercato disponibili. I tassi di sconto vengono rettificati per tener conto delle quantità e dei tempi specifici dei flussi fiscali futuri, in modo da riflettere un tasso di sconto post-imposte.

L'analisi di sensitivity che è stata sviluppata si è focalizzata sulla marginalità della CGU, ipotizzandone un decremento del 5%, con conseguente riduzione dei flussi di cassa sviluppati negli anni di piano e seguenti e su un incremento del WACC del 5%.

I valori ottenuti sono anche in tali ipotesi superiori a quelli di carico delle CGU, pertanto l'analisi ha ulteriormente confermato per la CGU vendita gas ed energia elettrica il valore di iscrizione.

Distribuzione Gas Gergas

L'avviamento scaturisce dall'acquisizione di Gergas, società operante nella distribuzione gas dei Comuni di Grosseto e Campagnatico.

L'avviamento è poco significativo se confrontato con il valore contabile complessivo delle attività allocate all'unità Distribuzione gas Gergas. Tuttavia, in considerazione delle incertezze che ancora gravano circa le tempistiche per l'indizione e svolgimento delle gare per il rinnovo delle concessioni/affidamenti di distribuzione del gas, gli Amministratori hanno ritenuto di assoggettare l'avviamento ad impairment test confrontando il valore di iscrizione delle attività di distribuzione gas con il fair value al netto dei costi di vendita (VIR).

A tal fine è stato incaricato un esperto indipendente di stimare il Valore industriale degli impianti (VIR), valore di riferimento ai fini della determinazione del diritto all'indennizzo/rimborso relativo alle reti laddove, a seguito delle gare che saranno indette per l'assegnazione delle concessioni, il Gruppo perdesse la titolarità delle proprie concessioni.

Il valore recuperabile così determinato risulta superiore al valore contabile delle attività, anche applicando ragionevoli fattori di sensitivity in ribasso al Valore industriale. A completamento di queste analisi, gli amministratori non hanno rilevato perdite di valore del valore contabile delle attività nette dell'unità Distribuzione gas Gergas, incluso l'avviamento di Euro 1.369 migliaia.

10.1.5 Attività immateriali

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2018 e al 31 dicembre 2017 le attività immateriali ammontano rispettivamente a Euro 396.448 migliaia e Euro 352.277 migliaia.

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2018	2017
Diritti di brevetto industriale, licenze e marchi	4.360	4.462
Beni in concessione	265.170	231.221
Liste clienti	117.743	109.761
Altre attività immateriali	8.925	6.470
Attività immateriali in corso	250	363
Attività immateriali	396.448	352.277

La voce diritti di brevetto industriale, licenze e marchi fa principalmente riferimento a software concesso da terze parti in licenza d'uso, ammortizzato in 3 esercizi.

La voce Beni in concessione è relativa a reti, impianti, allacciamenti ed altre dotazioni patrimoniali afferenti la distribuzione gas naturale, contabilizzate secondo il "metodo dell'attività immateriale" previsto dall'IFRIC 12 per i rapporti di concessione in essere con gli enti concedenti.

Il servizio di distribuzione del gas naturale viene affidato mediante gare a evidenza pubblica che hanno come riferimento non i singoli Comuni ma gli Ambiti Territoriali Minimi (c.d. ATEM). Pertanto, i Comuni non possono procedere autonomamente all'affidamento del servizio tramite singole gare.

Tuttavia, prima dell'adozione del D.lgs. n. 164/2000 (c.d. Decreto Letta), il servizio di distribuzione del gas era affidato mediante affidamento diretto da parte dei singoli Comuni. Inoltre, dopo l'adozione del D.lgs. n. 164/2000 e fino all'emanazione dei decreti attuativi a esso relativi, il servizio di distribuzione di gas naturale è stato

affidato mediante gara a evidenza pubblica dai singoli Comuni. Pertanto, alla data odierna il Gruppo ha ancora in essere alcune concessioni affidate direttamente o a evidenza pubblica da parte dei singoli Comuni.

Nelle ipotesi di scadenza delle concessioni, la durata del rapporto concessorio si considera estesa fino al momento in cui viene indetta la nuova gara. In tale periodo di proroga restano vigenti i rapporti in essere tra concedente e concessionario e, pertanto, quest'ultimo resta obbligato a proseguire la gestione del servizio, limitatamente all'ordinaria amministrazione, fino alla data di decorrenza del nuovo affidamento. Inoltre, il gestore uscente adempie a tutti gli obblighi derivanti dalla concessione, incluso quello di pagamento del canone di concessione dovuto all'ente concedente.

Nell'ipotesi in cui il Gruppo non riuscisse ad aggiudicarsi le nuove gare per la fornitura dei servizi che proseguono in regime di prorogatio, in sede di subentro, il nuovo gestore dovrà corrispondere al Gruppo, in qualità di gestore uscente, una somma di denaro a fronte della cessione delle reti di distribuzione dal gestore uscente al nuovo concessionario. Tale somma viene determinata sulla base di quanto previsto dal contratto di concessione. In assenza di una specifica previsione (o in mancanza di alcuni elementi), le previsioni contrattuali sono integrate dalle linee guida dettate dal DM 226/11.

In relazione a quanto sopra si evidenzia che da perizie tecniche di valutazione è emerso un Valore Industriale (VIR) di reti, impianti, allacciamenti ed altre dotazioni patrimoniali afferenti la distribuzione gas ed iscritti nella voce "Beni in concessione" ampiamente superiore rispetto al valore netto contabile del bilancio consolidato.

La voce Liste clienti è principalmente relativa alla valorizzazione in sede di purchase price allocation ("PPA") dei portafogli clienti delle società acquisite nelle aggregazioni aziendali effettuate dal Gruppo a partire dall'esercizio 2015. La voce è ammortizzata in un periodo di ammortamento corrispondente alla vita utile attesa delle liste clienti, riconsiderata almeno alla fine di ciascun esercizio in funzione delle perdite storiche registrate e previsionali dei clienti (c.d. "Churn Rate"). Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2018 e 31 dicembre 2017 le liste clienti sono state ammortizzate in un orizzonte temporale di 20 anni. Il Gruppo ha ritenuto coerenti tal politiche di ammortamento anche per le liste clienti iscritte in sede di allocazione del corrispettivo delle società acquisite nell'esercizio 2018 in base alla stima della loro vita utile.

La voce Altre attività immateriali è principalmente relativa a costi di acquisizione clientela (contract cost) sostenuti dalle società commerciali del Gruppo, ammortizzate in 5 anni a quote decrescenti.

Il Gruppo provvede annualmente alla verifica dell'eventuale presenza di indicatori di impairment; in particolare per le Liste clienti ed i Contract cost questa attività si traduce nella verifica del churn rate annuale registrato per ogni società di vendita di gas ed energia elettrica. Il churn rate, anche noto come tasso di abbandono o tasso di defezione, è un indicatore utilizzato per misurare la perdita di clientela registratosi in un determinato periodo di tempo ed esprime la percentuale di clienti che abbandona un servizio (switch out) rispetto al numero totale di clienti che ne usufruisce.

Alla luce di quanto descritto, alla chiusura dell'esercizio 2018 non si ravvisano quindi indicatori di perdita durevole di valore sulle attività immateriali a vita utile definita.

Nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2018 la voce ha registrato la seguente movimentazione:

<i>in migliaia di Euro</i>	Diritti di brevetto industriale, licenze e marchi	Beni in concessione	Liste clienti	Altre attività immateriali	Attività immateriali in corso	Totale
Costo o valutazione						
Al 1 gennaio 2018	35.988	373.560	122.589	15.643	363	548.143
Effetto 1 gennaio 2018 IFRS 15		15.076				15.076
Incrementi	3.635	20.028		6.797	125	30.586
Cessioni/Eliminazioni		(1.685)				(1.685)
Riclassifica		(59)		146	(238)	(151)
Acquisizioni aziendali	358	21.920	15.374	188		37.841
Al 31 Dicembre 2018	39.982	428.839	137.963	22.775	250	629.809
Ammortamenti e svalutazioni						
Al 1 gennaio 2018	(31.526)	(142.239)	(12.827)	(9.174)		(195.866)
Effetto 1 gennaio 2018 IFRS 15		(1.002)				(1.002)
Ammortamento dell'esercizio	(3.759)	(12.462)	(6.990)	(4.636)		(27.847)
Cessioni/Eliminazioni		1.334				1.334
Riclassifica		31		21		52
Acquisizioni aziendali	(336)	(9.231)	(403)	(62)		(10.032)
Al 31 Dicembre 2018	(35.621)	(163.669)	(20.220)	(13.851)		(233.361)
Valore netto contabile						
Al 31 dicembre 2017	4.462	231.221	109.762	6.469	363	352.277
Al 31 dicembre 2018	4.361	265.170	117.743	8.924	250	396.448

Nel corso dell'esercizio 2018 si evidenziano in particolare:

- Effetto netto da prima applicazione dell'IFRS 15 di Euro 14.073 migliaia, come illustrato nell'apposito paragrafo di nota integrativa;
- investimenti dell'esercizio per Euro 30.596 migliaia, principalmente riferiti:
 - alla categoria "Beni in concessione" per complessivi Euro 20.028 migliaia per gli investimenti effettuati in riferimento alle reti di distribuzione gas;
 - alla categoria Diritti di brevetto industriale, licenze e marchi per complessivi euro 3.635 migliaia, principalmente relativi a costi per software;
 - alla categoria "Altre Immobilizzazioni Immateriali" per complessivi Euro 6.797 migliaia, principalmente relative a costi di acquisizione clientela sostenuti da parte delle società di vendita gas ed energia elettrica del Gruppo;
- incrementi netti derivanti dall'acquisizione del 100% di Melfi Reti Gas S.r.l. il cui consolidamento ha apportato attività immateriali pari a complessivi Euro 12.690 migliaia riconducibili alle reti di distribuzione gas rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12; dall'acquisizione del 100% di Metania S.r.l il cui consolidamento ha apportato attività immateriali pari a complessivi Euro 6.702 migliaia, rappresentate da liste clienti acquisite; dal completamento dell'acquisizione del 100% di Gas Marca S.r.l il cui consolidamento ha apportato attività immateriali pari a complessivi Euro 8.362 migliaia (principalmente riconducibili alle liste clienti acquisite, pari a Euro 8.238 migliaia) come descritto nelle note di commento alla variazione dell'area di consolidamento;
- cessioni/eliminazioni nette per Euro 351 migliaia principalmente afferenti a misuratori gas;
- ammortamenti del periodo per Euro 10.032 migliaia.

Nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2017 la voce ha registrato la seguente movimentazione:

<i>in migliaia di Euro</i>	Diritti di brevetto industriale, licenze e marchi	Beni in concessione	Liste clienti	Altre attività immateriali	Attività immateriali in corso	Totale
Costo o valutazione						
Al 1 gennaio 2017	32.447	343.862	102.595	25.677	2.017	506.598
Incrementi	3.280	11.887	67	4.819	488	20.541
Cessioni/Eliminazioni	(27)	(2.102)		(14.188)		(16.318)
Riclassifica	9				(9)	
Acquisizioni aziendali			19.926	61		19.987
Conferimenti	301	19.913		71		20.285
Cessioni aziendali				(796)	(2.133)	(2.929)
Perdita di valore	(21)					(21)
Al 31 Dicembre 2017	35.988	373.560	122.589	15.643	363	548.143
Ammortamenti e svalutazioni						
Al 1 gennaio 2017	(27.533)	(125.264)	(6.556)	(10.522)		(169.875)
Ammortamento dell'esercizio	(3.914)	(9.262)	(6.271)	(7.029)		(26.477)
Cessioni/Eliminazioni		1.380		8.350		9.730
Acquisizioni aziendali				(44)		(44)
Conferimenti	(79)	(9.192)		(2)		(9.273)
Cessioni aziendali				73		73
Al 31 Dicembre 2017	(31.526)	(142.338)	(12.827)	(9.174)		(195.866)
Valore netto contabile						
Al 31 dicembre 2016	4.913	218.598	96.039	15.155	2.017	336.722
Al 31 dicembre 2017	4.462	231.222	109.761	6.470	363	352.277

Nel corso dell'esercizio 2017 si evidenziano in particolare:

- investimenti dell'esercizio per Euro 20.541 migliaia, principalmente riferiti:
 - alla categoria "Beni in concessione" per complessivi Euro 11.887 migliaia per gli investimenti effettuati in riferimento alle reti di distribuzione gas;
 - alla categoria Diritti di brevetto industriale, licenze e marchi per complessivi euro 3.280 migliaia, principalmente relativi a costi per software;
 - alla categoria "Altre Immobilizzazioni Immateriali" per complessivi Euro 4.819 migliaia, principalmente relative a costi di acquisizione clientela sostenuti da parte delle società di vendita gas ed energia elettrica del Gruppo.
- incrementi derivanti dalle acquisizioni aziendali di Piceno Gas Vendita S.r.l. e Verducci S.r.l. per Euro 19.943 migliaia, come descritto nella nota Aggregazioni aziendali ed acquisizioni di interessenze di minoranza. In particolare, nel corso dell'esercizio 2017, il Gruppo ha completato l'acquisizione del 100% di Piceno Gas Vendita il cui consolidamento ha apportato attività immateriali pari a complessivi Euro 18.212 migliaia (principalmente riconducibili alle liste clienti acquisite, pari a Euro 18.196 migliaia) e il 100% di Verducci S.r.l. il cui consolidamento ha apportato attività immateriali pari a complessivi Euro 1.731 migliaia, rappresentate da liste clienti acquisite;
- cessioni/eliminazioni per Euro 6.588 migliaia, principalmente relative alla cessione di circa 11.000 contratti gas e circa 25.000 contratti di energia elettrica a Canarbino S.r.l. nell'ambito dell'acquisizione del 40% di Estra Elettricità S.p.A. da parte di Estra Energie S.r.l. come descritto nel paragrafo "Acquisizioni di interessenze addizionali in società già controllate";
- ammortamenti dell'esercizio per Euro 26.477 migliaia;
- cessioni aziendali per Euro 2.856 migliaia, riferite al deconsolidamento di Andali Energia S.r.l.;

- conferimenti per Euro 11.012 migliaia, riferiti al conferimento in Centria S.r.l. da parte di Energia Offida S.r.l. di beni in concessione per Euro 1.212 migliaia, al consolidamento di EDMA S.r.l. e TuArete S.r.l. per Euro 9.801 migliaia (di cui beni in concessione per Euro 9.509 migliaia) ed al conferimento in aumento di capitale sociale di Estra da parte di Viva Servizi S.p.A. di licenze software per Euro 99 migliaia. Si rinvia al paragrafo “Aggregazioni e cessioni aziendali”.

10.1.6 Partecipazioni

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2018 ed al 31 dicembre 2017 le partecipazioni ammontano rispettivamente a Euro 22.217 migliaia ed Euro 29.523 migliaia.

Partecipazioni (valori in migliaia di euro)	Saldo al 31 dicembre 2017	Aggregazioni aziendali	Incrementi/ (Decrementi)	Altri movimenti	Rivalutazione / (Svalutazione)	Saldo al 31 dicembre 2018
Idrogena S.r.l.	8		8		(16)	-
Edma Reti Gas S.r.l.	9.603				85	9.688
Nuova Sirio S.r.l.	19				18	37
Partecipazioni in società sottoposte a controllo congiunto	9.630		8	-	87	9.725
Blugas Infrastrutture S.r.l.	7.521				(125)	7.396
AES Fano	188			399	56	643
Monte Urano S.r.l.	1.071				(166)	905
Sangro Servizi S.r.l.	1.823		(1.823)			-
Gas Marca S.r.l.	5.906				(5.906)	-
SIG S.r.l.	3.184				(28)	3.156
Partecipazioni in collegate	19.694		(1.823)	399	(6.169)	12.100
Ecolat S.r.l.			125			125
AISA S.p.A.			77			77
Altre imprese	8	15				23
Casole Energie S.r.l.	191				(24)	167
Partecipazioni in altre imprese	199	15	202	-	(24)	392
Totale partecipazioni	29.523	15	(1.613)	399	(6.106)	22.217

Gli incrementi/(decrementi) dell'esercizio fanno riferimento a:

- La cessione ad Hera Comm della partecipazione al 49% in Sangro Servizi S.r.l., contestualmente allo scioglimento per mutuo consenso dell'atto di compravendita dai Comuni di Atessa, Paglieta e San Vito Chietino delle quote societarie del 7 marzo 2017;
- L'acquisizione da ETH S.r.l. del 12% di Ecolat S.r.l., mediante sottoscrizione di un aumento di capitale per Euro 125 migliaia. L'operazione di acquisizione si è completata nel mese di febbraio 2019 tramite cessione da parte di ETH S.r.l. delle restanti quote sociali dell'88% al prezzo di 6.380 migliaia. La società, oltre che titolare di una partecipazione in SEI Toscana S.r.l., è proprietaria di un impianto di selezione e valorizzazione dei rifiuti provenienti dalla raccolta differenziata nelle province di Grosseto, Arezzo, Prato e Firenze e gestore nella stessa area del Centro di raccolta del Comune di Grosseto e di una piattaforma di stoccaggio di rifiuti recuperabili urbani.
- L'acquisizione dal Comune di San Savino del 1,16% di AISA S.p.A., titolare di una partecipazione al 6% in SEI Toscana S.r.l. al prezzo di Euro 77 migliaia.

Gli altri movimenti fanno riferimento al consolidamento integrale di Idrogena S.r.l. e Gas Marca S.r.l. come descritto nei commenti alle variazioni dell'area di consolidamento.

Le rivalutazioni/svalutazioni derivano dall'applicazione del metodo del patrimonio netto.

Per tutte le partecipazioni non sono stati individuati indicatori di perdite durevole e conseguentemente non sono stati effettuati specifici test di impairment.

In riferimento a Blugas Infrastrutture S.r.l., la partecipazione è iscritta ad un valore di carico superiore alla corrispondente quota di patrimonio netto della partecipata al 31 dicembre 2018 per Euro 2.473 a seguito di allocazione del maggior prezzo d'acquisto agli assets della società rappresentati da:

- una cointeressenza al 10% nel progetto di realizzazione ed esercizio dell'impianto di stoccaggio nel sito di San Potito e Cotignola, in provincia di Ravenna, con partner Edison Stoccaggio al 90%, a seguito di apposita concessione (c.d. "San Potito e Cotignola Stoccaggio") conferita dal Ministero dello Sviluppo Economico con D.M. del 24/04/2009;
- un diritto di proprietà su 70 Mmc di gas naturale da estrarre dal giacimento di Abbadesse.

Relativamente al progetto San Potito e Cotignola Stoccaggio si evidenzia che, a seguito del rinvenimento di una situazione geologica più complessa del previsto, si è resa necessaria da parte di Edison Stoccaggio una significativa revisione del progetto originariamente autorizzato con conseguente riduzione di stima della capacità di spazio dello stoccaggio. A seguito di tale mutamento di scenario, l'AEEGSI (adesso ARERA) con la determina 66/2016 del 25 febbraio 2016 ha provveduto a rideterminare le tariffe con un meccanismo, penalizzante e di dubbia legittimità, di riduzione dei ricavi da capex del sito (calcolato sulla base del rapporto investimenti realizzati / prestazioni spazio conseguite), che verrà applicato ogni anno fino al completamento della regimazione del sito (previsto nel 2019), prevedendo al contempo un conguaglio parziale dei minori ricavi percepiti, in funzione delle prestazioni di spazio che la concessione garantirà a regime. Per il solo 2015, inoltre, sempre sulla base della delibera 531/2014/R/gas, l'Autorità ha subordinato il riconoscimento di alcune componenti di ricavo (quote di ammortamento e quota di incentivo) all'entrata in esercizio "commerciale" del sito, ovvero la data in cui il sito ha cominciato ad offrire commercialmente la propria capacità per i servizi di stoccaggio (2015), di fatto traslando il riconoscimento di tali componenti di un anno (a partire dal 2016).

La contitolare Edison Stoccaggio ha fortemente contestato la tesi dell'Autorità avviando le opportune azioni legali che chiedono l'annullamento della suddetta Delibera affinché siano ripristinati i ricavi da impresa come da progetto originario. Pertanto a seguito del rigetto da parte del TAR Lombardia dell'istanza Edison Stoccaggio con sentenza datata 8 Ottobre 2018, quest'ultima ha presentato appello dinnanzi il Consiglio di Stato.

L'Autorità ha approvato la proposta tariffaria definitiva 2018 e provvisoria 2019, confermando, in applicazione della Delibera 66/2016, la decurtazione dei ricavi relativamente agli investimenti per San Potito e Cotignola in relazione alla capacità resa disponibile agli operatori commerciali.

Fermo restando che la società ritiene valide le proprie argomentazioni alla base del ricorso, dalle stime effettuate sugli impatti sui ricavi del piano pluriennale del progetto non si ravvisano indicatori di perdite durevoli di valore, in considerazione sia dei risultati economici comunque positivi, dei flussi di cassa attesi, che dei plusvalori impliciti nell'attivo patrimoniale della società; pertanto non si è proceduto a nessuna svalutazione da impairment della partecipazione e dei crediti per finanziamenti.

In riferimento alla partecipazione al 11,05% in Sinergie Italiane S.r.l., si ricorda che la società è stata posta in liquidazione con delibera assembleare del 13 aprile 2012. In precedenza, in data 29 marzo 2012 l'Assemblea dei Soci aveva provveduto a ripianare il deficit patrimoniale di Euro 88,7 milioni e a ricostituire il capitale sociale di Euro 1 milione mediante iniezione di cassa di Euro 89,7 milioni.

Nel corso degli esercizi 2017 e 2018 la società ha proseguito la sua attività principalmente limitata all'acquisto di gas dal fornitore russo Gazprom Export LLC e rivendita dello stesso alle società di vendita controllate dai Soci (Estra Energie S.r.l. per il socio Estra S.p.A.). La società ha chiuso il bilancio intermedio di liquidazione alla data del 30 settembre 2018, redatto in conformità alle disposizioni di cui all'art. 2490 del Codice Civile, evidenziando un patrimonio netto negativo di Euro 6,5 milioni (Euro 10,5 milioni al 30 settembre 2017) dopo rettifiche di liquidazione per 32,8 milioni ed un utile di periodo di Euro 4 milioni. Stante i risultati positivi previsti da piano per i prossimi esercizi è ragionevole prevedere un ritorno in equilibrio della situazione patrimoniale della società mediante utili futuri in grado di colmare l'attuale deficit.

10.1.7 Altre attività finanziari non correnti

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2018 e al 31 dicembre 2017 le altre attività finanziarie non correnti ammontano rispettivamente a Euro 12.762 migliaia ed Euro 9.560 migliaia.

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2018	2017
Finanziamenti a società sottoposte a controllo congiunto	150	407
Finanziamenti a società collegate	4.937	4.153
Crediti verso altri	7.676	5.000
Altre attività finanziarie non correnti	12.762	9.560

Le tabelle seguenti evidenziano la composizione dei finanziamenti per partecipata e la loro movimentazione al 31 dicembre 2018 rispetto alla chiusura dell'esercizio precedente:

(valori in migliaia di euro)	Saldo al 31 dicembre		Altri movimenti	Saldo al 31 dicembre
	2017	Incrementi		
Nuova Sirio S.r.l.	150			150
Idrogenera S.r.l.	257		(257)	-
Finanziamenti a società sottoposte a controllo congiunto	407		(257)	150

(valori in migliaia di euro)	Saldo al 31 dicembre		Altri movimenti	Saldo al 31 dicembre
	2017	Incrementi		
Blugas Infrastrutture S.p.A.	4.153			4.153
A.E.S. Fano Distribuzione Gas S.r.l.	-		784	784
Finanziamenti a società collegate	4.153		784	4.937

L'azzeramento dei finanziamenti verso Idrogenera al 31 dicembre 2018 deriva dal consolidamento integrale della società per effetto dell'acquisizione del controllo.

L'incremento dei finanziamenti verso AES Fano Distribuzione gas S.r.l. deriva da riclassifica dalla voce crediti commerciali.

La voce crediti verso altri è principalmente riferita a:

- per Euro 5.000 migliaia all'importo corrisposto al momento dell'aggiudicazione della gara di distribuzione gas del Comune di Rieti e che verrà rimborsato al momento della cessazione della concessione e della consegna di tutti gli impianti, reti ed altre dotazioni del servizio di distribuzione al gestore subentrante;
- per Euro 2.348 migliaia a titolo di caparra per l'acquisto delle quote residuali dello 78% del capitale sociale di Ecolat, perfezionatosi ad inizio 2019.

La valutazione del presumibile valore di realizzo dei crediti tiene conto delle politiche dei soci di supporto della solvibilità delle controparti.

10.1.8 Altre attività non correnti

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2018 e al 31 dicembre 2017 le altre attività non correnti ammontano rispettivamente ad Euro 4.713 migliaia ed Euro 4.585 migliaia e si riferiscono principalmente a depositi cauzionali a lungo termine rilasciati a favore dell'Agenzia delle Dogane da parte della controllata Estra Energie S.r.l. e a favore di vari fornitori per attività di vendita e stoccaggio gas.

10.1.9 Attività per imposte anticipate

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2018 e al 31 dicembre 2017 le attività per imposte anticipate ammontano rispettivamente ad Euro 27.295 migliaia ed Euro 25.353 migliaia.

La tabella seguente evidenzia la composizione delle attività per imposte anticipate e la loro movimentazione al 31 dicembre 2018 rispetto alla chiusura dell'esercizio precedente:

(valori in migliaia di euro)	Saldo al 31 dicembre 2017	Prima applicazione IFRS 9	Acquisizioni aziendali	Riversamento / Utilizzo	Accantonamento	Saldo al 31 dicembre 2018
Ammortamenti	5.475		14	(121)	1.025	6.393
Fondi rischi	1.759			(883)	400	1.276
Fondo Svalutazione crediti	10.191	531	257	(1.568)	2.052	11.463
Contributi percepiti su allacciamenti	3.376			(99)	25	3.302
Svalutazione immobilizzazioni	1.310			(760)		550
Fondo rischi prepensionamento dipendenti	125			(30)		95
Contabilizzazione Leasing	131			(1)	14	143
Storno immobilizzazioni immateriali	474		4	(274)	19	223
Fair value derivati	360			(59)		302
Attualizzazione TFR	167		3	(48)	5	127
Altre	1.985		11	(874)	2.299	3.420
Totale	25.353	531	289	(4.717)	5.839	27.295

La tabella seguente evidenzia la composizione delle attività per imposte anticipate e la loro movimentazione al 31 dicembre 2017 rispetto alla chiusura dell'esercizio precedente:

(valori in migliaia di euro)	31 dicembre 2016	Acquisizio ni aziendali	Conferimen ti aziendali	Cessioni azienda li	Riversament o / Utilizzo	Accantonamen to	31 dicembre 2017
Ammortamenti	4.611				(99)	963	5.475
Fondi rischi	3.154			(687)	(786)	78	1.759
Fondo Svalutazione crediti	9.921	238			(683)	715	10.191
Contributi percepiti su allacciamenti	3.198				(90)	268	3.376
Svalutazione immobilizzazioni	1.510			(656)	(505)	961	1.310
Fondo rischi prepensionamento dipendenti	365				(240)		125
Contabilizzazione Leasing	209	127			(209)	4	131
Storno immobilizzazioni immateriali	631				(186)	29	474
Fair value derivati	553	725			(890)		388
Attualizzazione TFR	164	8			(9)	4	167
Altre	1.224	54	65		(861)	1.473	1.955
Totale	25.540	1.152	65	(1.343)	(4.558)	4.495	25.351

Il Gruppo ha proceduto alla contabilizzazione delle imposte anticipate relative a differenze temporanee tra valori fiscalmente rilevanti e valori di bilancio in quanto ritiene probabile che gli imponibili futuri possano assorbire tutte le differenze temporanee che le hanno generate. Nella determinazione delle imposte anticipate si è fatto riferimento all'aliquota IRES (imposte sul reddito delle società) e, ove applicabile, all'aliquota IRAP vigenti al momento in cui si stima si riverseranno le differenze temporanee. Non si ravvisano problematiche di recuperabilità a seguito nella capienza del reddito imponibile atteso.

10.2 ATTIVITÀ CORRENTI

10.2.1 Rimanenze

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2018 e al 31 dicembre 2017 le rimanenze ammontano rispettivamente ad Euro 8.674 migliaia ed Euro 22.690 migliaia

La composizione della voce è la seguente:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2018	2017
Rimanenze materiali	4.028	3.916
Rimanenze gas naturale in stoccaggio	4.585	18.626
Rimanenze GPL	309	341
Fondo Svalutazione Magazzino	(249)	(193)
Rimanenze	8.674	22.690

Le rimanenze sono costituite principalmente da:

- materiali di ricambio destinati alla manutenzione e all'esercizio degli impianti di distribuzione gas per Euro 2.916 migliaia al 31 dicembre 2018 (Euro 2.675 migliaia al 31 dicembre 2017, iscritti al costo di acquisizione o fabbricazione, comprensivo degli oneri accessori, che è risultato minore del valore di mercato;
- gas in stoccaggio destinato alla somministrazione a clienti finali, valutato al minor valore tra il costo di acquisizione, comprensivo degli oneri accessori, ed il valore di presunto realizzo desumibile dall'andamento del mercato per Euro 4.585 migliaia (Euro 14.323 migliaia al 31 dicembre 2017);

Il saldo al 31 dicembre 2017 includeva, inoltre, gas in stoccaggio destinato ad attività di trading, pari ad Euro 4.303 migliaia, valutato al fair value misurato rispetto alle quotazioni ufficiali sul mercato di riferimento alla data di chiusura dell'esercizio.

Si evidenzia una diminuzione delle rimanenze per gas naturale in stoccaggio nell'esercizio 2018 rispetto a fine dell'esercizio precedente.

10.2.2 Crediti Commerciali

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2018 e al 31 dicembre 2017 i crediti commerciali ammontano rispettivamente ad Euro 351.022 migliaia ed Euro 294.030.

La composizione della voce è la seguente:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2018	2017
Crediti verso utenti e clienti	340.435	279.728
Crediti verso imprese controllate	6.687	10.287
Crediti verso imprese collegate	1.175	1.964
Crediti verso imprese controllanti	2.726	2.051
Crediti commerciali	351.022	294.030

L'adeguamento del valore nominale dei crediti al valore di presunto realizzo è stato ottenuto mediante un fondo svalutazione costituito in considerazione del rischio di inesigibilità prevalentemente riferito ai crediti commerciali per la vendita di gas e energia elettrica ai clienti finali. I movimenti del fondo sono esposti nel prospetto seguente:

(valori in migliaia di euro)	Saldo al 31 dicembre 2017	Prima applicazione IFRS 9	Aggregazioni aziendali	Utilizzi dell'esercizio	Accantonamenti dell'esercizio	Saldo al 31 dicembre 2018
Fondo Svalutazione Crediti	47.813	2.213	1.800	(6.953)	8.320	53.193

(valori in migliaia di euro)	Saldo al 31 dicembre 2016	Aggregazioni aziendali	Utilizzi dell'esercizio	Accantonamenti dell'esercizio	Saldo al 31 dicembre 2017
Fondo svalutazione	45.498	1.526	(8.751)	9.539	47.813

I crediti commerciali sono riferiti prevalentemente a crediti verso clienti per la somministrazione di gas naturale ed energia e includono lo stanziamento per fatture da emettere, di competenza dell'esercizio corrente e di quelli precedenti, per la stima del gas e dell'energia elettrica erogate ai clienti finali e non ancora fatturate al 31 dicembre.

Il Gruppo adotta un metodo di calcolo del Fondo svalutazione crediti in base al quale le posizioni di credito vengono analizzate secondo diversi profili di rischio, determinati sia dalla categoria del creditore, sia dalla stratificazione del credito pregresso. A ciascuna fascia di scaduto, in base alla categoria di appartenenza, vengono applicate percentuali di svalutazione determinate su base storica e suddivise per bucket temporali di ageing del credito e per cluster di clientela. Per maggiori dettagli sulle modalità di determinazione del Fondo Svalutazione Crediti e sullo stanziamento per fatture da emettere per gas ed energia elettrica erogati e non ancora fatturati si rinvia alla nota "Stime contabili significative".

Per il dettaglio dei crediti verso Soci, società soggette a controllo congiunto e collegate per controparte si rinvia alla tabella dei rapporti con parti correlate alla nota Rapporti con parti correlate.

Le condizioni di pagamento generalmente applicate alla clientela sono riconducibili alla normativa o ai regolamenti vigenti, ed in linea con gli standard del mercato libero; in caso di mancato pagamento si procede con

l'addebito degli interessi di mora nella misura indicata nei contratti di somministrazione e stabiliti dalla vigente normativa.

Si rinvia al seguente paragrafo "Rischio di credito" per maggiori dettagli sull'anzianità dei crediti.

10.2.3 Crediti Tributari

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2018 e al 31 dicembre 2017 i crediti tributari ammontano rispettivamente ad Euro 19.881 migliaia ed Euro 35.777 migliaia.

La composizione della voce è la seguente:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2018	2017
Erario c/iva a credito	6.749	17.912
Credito IRES/IRAP	9.644	4.076
UTIF	2.428	12.508
Altri crediti tributari	1.059	1.281
Crediti tributari	19.881	35.777

10.2.4 Altre attività correnti

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2018 e al 31 dicembre 2017 le altre attività correnti ammontano rispettivamente ad Euro 20.006 migliaia ed Euro 19.986 migliaia.

La composizione della voce è la seguente:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2018	2017
Crediti verso Autorità per l'Energia e GSE	8.333	9.757
Anticipi	4.453	3.428
Altri crediti	5.037	4.781
Depositi cauzionali	-	79
Risconti attivi	2.183	1.941
Altre attività correnti	20.006	19.986

La voce "Crediti verso Autorità per l'Energia" è principalmente riferita agli importi dovuti in applicazione del meccanismo di perequazione in riferimento al vincolo dei ricavi totale delle controllate che operano nel settore della distribuzione e per contributi relativi al raggiungimento degli obiettivi di risparmio energetico.

La voce "Anticipi" include principalmente il pagamento effettuato dalla Capogruppo in favore del Comune di Prato per Euro 1.700 migliaia a fronte dell'accordo siglato in data 17 novembre 2011 di cui al paragrafo Principali contenziosi in essere.

La voce "Depositi cauzionali" fa principalmente riferimento a depositi versati a favore di Sinergie Italiane S.r.l. dalla controllata Estra Energie S.r.l. a fronte delle forniture commerciali dell'anno termico in corso.

I crediti iscritti nelle attività correnti sono tutti esigibili entro l'anno.

Tutti i crediti sono nei confronti di soggetti operanti nel territorio italiano, ad eccezione di importi non rilevanti nei confronti di soggetti CEE ed Extra-CEE per commercializzazione gas.

Si precisa inoltre che:

- esistono partite creditorie e debitorie verso gli stessi soggetti che sono state iscritte separatamente tra i crediti ed i debiti in quanto non compensabili a norma di legge per precise pattuizioni tra le parti;
- non esistono crediti sottoposti a vincoli o restrizioni di sorta o crediti in relazione ai quali si è ritenuto procedere all'attualizzazione in ossequio ai corretti principi contabili;
- non vi sono operazioni con obbligo di retrocessione a termine;
- non vi sono crediti in valuta estera.

10.2.5 Altre attività finanziarie correnti ed altre passività finanziarie correnti

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2018 e al 31 dicembre 2017 le altre attività finanziarie correnti ammontano rispettivamente ad Euro 17.422 migliaia ed Euro 12.259 migliaia ed Euro 18.168 migliaia, mentre le altre passività finanziarie correnti ammontano ad Euro 20.814 migliaia ed Euro 13.131 migliaia.

La composizione della voce attività finanziarie correnti è la seguente:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2018	2017
Crediti vs banche per interessi attivi	448	625
Strumenti derivati	16.974	11.634
Altre attività finanziarie correnti	17.422	12.259

Gli strumenti derivati inclusi nelle altre attività finanziarie correnti sono così composti:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2018	2017
Contratti a termine su commodity	16.704	11.511
Commodity Swap	269	123
Strumenti derivati	16.974	11.634

La composizione della voce passività finanziarie correnti è la seguente:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2018	2017
Strumenti derivati	20.814	13.131
Altre passività finanziarie correnti	20.814	13.131

Gli strumenti derivati inclusi nelle altre passività finanziarie correnti sono così composti:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2018	2017
Contratti a termine su commodity	15.393	11.427
Commodity Swap	4.305	175
Interest Rate Swap di Cash flow hedge	545	789
Interest Rate Swap non designati come strumento di copertura	571	740
Strumenti derivati	20.814	13.131

I crediti verso banche fanno riferimento ad interessi maturati sulle disponibilità liquide alla data di chiusura dell'esercizio, accreditati dagli istituti di credito in data successiva.

I contratti a termine (in acquisto o in vendita) prevedono la consegna fisica del gas in esercizi successivi, utilizzati nell'attività di trading gas. Tali strumenti finanziari sono rilevati al fair value alla data di riferimento del bilancio con imputazione degli effetti a Conto economico nella voce "Oneri/(proventi) da gestione rischio commodity".

Non rientrano nell'ambito di applicazione dello IAS 39 i contratti forward utilizzati nell'attività di commercializzazione gas e stipulati ai fini di ottimizzazione del proprio portafoglio di approvvigionamenti e vendite (cosiddetto "own use"). Tali contratti sono rilevati al momento della consegna fisica della commodity sottostante.

I Commodity Swap non prevedono lo scambio fisico del gas ma sono stipulati con lo scopo di eseguire coperture finanziarie su indici di prezzi per i volumi venduti, al fine di limitare il rischio prezzo derivante da operazioni di acquisto gas a prezzo fisso e rivendita a prezzo variabile (o viceversa) in tempi diversi. La categoria include derivati stipulati nell'ambito dell'attività di trading e derivati stipulati nell'ambito dell'attività di commercializzazione gas che non soddisfano le condizioni, anche formali, richieste dallo IAS 39 per essere qualificati come di copertura.

Gli Interest Rate Swap (IRS) sono a copertura del rischio di variazione sfavorevole dei tassi di interesse su finanziamenti o piani di leasing a lungo termine. La porzione efficace delle variazioni del fair value dei derivati viene rilevata direttamente a Patrimonio Netto in una specifica riserva definita "Riserva da cash flow hedge", mentre quella inefficace viene rilevata a Conto Economico. Gli importi che sono rilevati direttamente nel Patrimonio Netto vengono riflessi nel Conto Economico complessivo.

La tabella seguente evidenzia scadenza, valore nozionale e fair value dei contratti IRS in essere al 31 dicembre 2018 e al 31 dicembre 2017:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2018		Esercizio chiuso al 31 dicembre 2017	
	Fair Value positivo / (negativo)	Nozionale	Fair Value positivo / (negativo)	Nozionale
IRS Tasso Fisso/Tasso Variabile Scad. 30/06/2018 (MPS)			(5)	424
IRS Tasso Fisso/Tasso Variabile Scad. 31/12/2018 (BNL)			(4)	133
IRS Tasso Fisso/Tasso Variabile Scad. 28/06/2019 (Intesa)	(16)	1.389	(59)	1.944
IRS Tasso Fisso/Tasso Variabile Scad. 28/10/2019 (Cariparma)	(6)	2.046	(18)	4.061
IRS Tasso Fisso/Tasso Variabile Scad. 30/06/2021 (MPS)	(47)	1.229	(83)	1.694
IRS Tasso Fisso/Tasso Variabile Scad. 28/12/2021 (Unicredit)	(571)	9.000	(740)	9.000
IRS Tasso Fisso/Tasso Variabile Scad. 28/06/2024 (Intesa)	(475)	3.652	(619)	4.214
IRS	(1.116)	17.317	(1.529)	21.471

Si rinvia al paragrafo "Rischio di tasso d'interesse" per maggiori dettagli.

10.2.6 Disponibilità liquide e mezzi equivalenti

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2018 e al 31 dicembre 2017 le disponibilità liquide e mezzi equivalenti ammontano rispettivamente ad Euro 228.693 migliaia ed Euro 299.774.

La composizione della voce è la seguente:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2018	2017
Depositi bancari e postali	228.678	229.754
Denaro e valori in cassa	15	20
Disponibilità Liquide	228.693	229.774

La liquidità depositata presso le banche matura interessi in base ai tassi variabili di deposito giornalieri. I depositi a breve termine hanno scadenze varie, comprese tra un giorno e tre mesi, in relazione alle esigenze finanziarie del Gruppo e maturano interessi a tassi di breve termine. Le disponibilità liquide iscritte in bilancio sono libere da restrizioni all'utilizzo.

10.2.7 Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2018 e al 31 dicembre 2017 le attività destinate alla vendita ammontano rispettivamente ad Euro 930 ed Euro 2.350 migliaia mentre le passività direttamente associabili ammontano rispettivamente ad Euro 280 migliaia ed Euro 95 migliaia.

Le attività destinate alla vendita e le passività direttamente associabili sono riferite alle partecipate Serenia S.r.l., in essere fino al 2016 e incorporata in Estra nel corso dell'esercizio 2017, ed Useneko S.p.z.oo., partecipazioni del Gruppo destinate alla vendita/dismissione come descritto nelle note Valutazioni discrezionali e stime contabili significative e Risultato netto delle attività cessate/in dismissione.

In accordo al principio IFRS 5, le attività e passività sono state consolidate su un'unica linea tra le "attività/passività destinate alla dismissione" eliminando i rapporti infragruppo.

Le attività sono state valutate nel bilancio consolidato chiuso al 31 dicembre 2018 e 31 dicembre 2017 al valore di presumibile realizzo.

La seguente tabella evidenzia le principali classi di attività classificate come possedute per la vendita e di passività incluse nei gruppi in dismissione classificati come posseduti per la vendita:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2018	2017
Attività materiali	301	1.944
Crediti commerciali	294	241
Altre attività correnti	32	17
Disponibilità liquide	303	148
Attività classificate come possedute per la vendita	930	2.350
Finanziamenti a medio lungo termine	-	-
Debiti commerciali	100	61
Altre passività correnti	180	34
Passività incluse nei gruppi in dismissione classificati come posseduti per la vendita	280	95

Nel corso dell'esercizio 2018 le attività nette destinate alla vendita hanno registrato un incremento di Euro 715 migliaia per finanziamenti erogati e decremento di Euro 2.320 per adeguamento al presumibile valore di realizzo, come descritto nel paragrafo "Risultato netto delle attività cessate/in dismissione" ed altre variazioni per Euro 35 migliaia.

10.3 PATRIMONIO NETTO

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2018 e al 31 dicembre 2017 il patrimonio netto ammonta rispettivamente ad 325.253 migliaia ed Euro 331.920.

Come descritto nel paragrafo “IFRS 9 Strumenti finanziari”, in prima applicazione del nuovo principio, il patrimonio netto al 31 dicembre 2017 è stato rettificato di Euro 1.683 migliaia, di cui Euro 1.361 migliaia di Gruppo ed Euro 326 di Terzi.

La variazione del patrimonio netto di Gruppo al 31 dicembre 2018 rispetto al 31 dicembre 2017 è principalmente dovuta a:

- distribuzione ai Soci dei dividendi da parte della Capogruppo (- Euro 12.173 migliaia);
- Effetti derivanti dall’acquisizione di interessenze di minoranza in società già controllate (+ 259 migliaia). Si rinvia al relativo punto nel paragrafo “Aggregazioni e cessioni aziendali, ed acquisizioni e cessioni di risultato del conto economico complessivo del Gruppo (+ Euro 7.682 migliaia);

La variazione del patrimonio netto di Gruppo al 31 dicembre 2017 rispetto al 31 dicembre 2016 è principalmente dovuta a:

- distribuzione ai Soci dei dividendi da parte della Capogruppo (- Euro 10.874 migliaia);
- Aumento di capitale sociale di Estra mediante conferimento di beni da parte di Viva Servizi S.p.A., comprensivo dei conseguenti effetti derivanti dal consolidamento integrale di EDMA S.r.l. (+ 29.697 migliaia);
- Effetti derivanti dall’acquisizione di interessenze di minoranza in società già controllate (-9.554 migliaia). Si rinvia al relativo punto nel paragrafo “Aggregazioni e cessioni aziendali, ed acquisizioni e cessioni di interessenze di minoranza”;
- Effetti derivanti dall’acquisto del controllo nelle società già partecipate Cavriglia e Tegolaia (-1.034 migliaia). Si rinvia al relativo punto nel paragrafo “Aggregazioni e cessioni aziendali, ed acquisizioni e cessioni di interessenze di minoranza”;
- Riversamento a conto economico della riserva di cash flow hedge iscritta a fronte dei derivati a copertura dei finanziamenti a medio lungo termine acquisiti nell’ambito dell’acquisizione di Cavriglia e Tegolaia, a seguito di estinzione anticipata degli stessi (+ Euro 2.010 migliaia);
- risultato del conto economico complessivo del Gruppo (+ Euro 11.353 migliaia);
- Quota del risultato di conto economico complessivo acquisita dal Gruppo per variazione di interessenze in società controllate (+ Euro 4.999 migliaia) essendo il risultato dell’esercizio di pertinenza della minoranza rappresentato nel risultato di terzi del conto economico fino al compimento dell’operazione.

La variazione del patrimonio netto di Gruppo al 31 dicembre 2016 rispetto al 31 dicembre 2015 è principalmente dovuta a:

- distribuzione ai Soci dei dividendi da parte della Capogruppo (- Euro 9.984 migliaia);
- acquisizione del 50,50% di Prometeo con concambio azioni di Estra Energie S.r.l. (+ Euro 14.003 migliaia);
- risultato d’esercizio del Gruppo (+ Euro 11.016 migliaia);
- variazione della riserva per utili/perdite attuariali (- Euro 170 migliaia);
- variazione della riserva di cash flow hedge (- Euro 25 migliaia).

La variazione del patrimonio netto di Terzi al 31 dicembre 2018 rispetto al 31 dicembre 2017 è principalmente dovuta a:

- Effetti derivanti dall’acquisizione di interessenze di minoranza in società già controllate (-534 migliaia). Si rinvia al relativo punto nel paragrafo “Aggregazioni e cessioni aziendali, ed acquisizioni e cessioni di interessenze di minoranza”;
- distribuzione di dividendi a Soci terzi (- Euro 996 migliaia).
- risultato del conto economico complessivo di spettanza di Terzi (+ Euro 381 migliaia);

La variazione del patrimonio netto di Terzi al 31 dicembre 2017 rispetto al 31 dicembre 2016 è principalmente dovuta a:

- Conferimento da parte di Viva Servizi S.p.A. in Estra del 55% di EDMA S.r.l. con conseguente riduzione delle quote di spettanza di terzi di Estra Energie, direttamente partecipata da EDMA S.r.l. e delle controllate di Estra Energie, indirettamente partecipate da EDMA S.r.l. (- Euro 9.449 migliaia);
- Effetti derivanti dall'acquisizione di interessenze di minoranza in società già controllate (-6.977 migliaia). Si rinvia al relativo punto nel paragrafo "Aggregazioni e cessioni aziendali, ed acquisizioni e cessioni di interessenze di minoranza";
- Effetti derivanti dalla cessione dal Gruppo a terzi del 6,5% di Prometeo (Euro 3.468 migliaia). Si rinvia al relativo punto nel paragrafo "Aggregazioni e cessioni aziendali, ed acquisizioni e cessioni di interessenze di minoranza";
- distribuzione di dividendi a Soci terzi (- Euro 3.709 migliaia).
- risultato del conto economico complessivo di spettanza di Terzi (+ Euro 5.090 migliaia);
- Quota del risultato di conto economico complessivo acquisita dal Gruppo per variazione di interessenze in società controllate (- Euro 4.999 migliaia)

La variazione del patrimonio netto di Terzi al 31 dicembre 2016 rispetto al 31 dicembre 2015 è principalmente dovuta a:

- consolidamento integrale di Prometeo S.p.A. ed attribuzione ai terzi della loro quota di attività nette (+ Euro 32.205 migliaia);
- risultato d'esercizio di Terzi (+ Euro 4.033 migliaia);
- distribuzione di dividendi a Soci terzi (- Euro 831 migliaia).

10.4 PASSIVITÀ NON CORRENTI**10.4.1 Fondo per rischi ed oneri**

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2018 e al 31 dicembre 2017 il fondo per rischi e oneri ammonta rispettivamente ad Euro 9.869 migliaia ed Euro 11.351 migliaia

La tabella seguente evidenzia la variazione della voce intervenuta nell'esercizio 2018:

(valori in migliaia di euro)	31 dicembre 2017	Acquisizioni aziendali	Accantonamento	Utilizzo	Riversamento	31 dicembre 2018
Indennità Di Agenzia	232		32		(126)	138
Contenziosi E Spese Legali Di Resistenza	4.199			(38)		4.161
Titoli Efficienza Energetica	525		935	(509)		951
Prepensionamento Dipendenti	28				(28)	
Altri Rischi	5.906	31	861	(218)	(2.443)	4.137
Fondo smantellamento impianti	461		21			482
Fondi per rischi e oneri	11.351	31	1.849	(765)	(2.597)	9.869

La tabella seguente evidenzia la variazione della voce intervenuta nell'esercizio 2017:

(valori in migliaia di euro)	31 dicembre 2016	Acquisizioni aziendali	Accantonamento	Utilizzo	Riversamento	Cessioni aziendali	31 dicembre 2017
Indennità di agenzia	156		96	(20)			232
Contenziosi e spese legali di resistenza	5.222		417	(90)	(1.350)		4.199
Titoli Efficienza Energetica	175		350				525
Prepensionamento dipendenti	674				(646)		28
Altri rischi	10.343	78	866	(567)	(2.204)	(2.610)	5.906
Fondo smantellamento impianti		456	5				461
Fondi per rischi e oneri	16.570	534	1.734	(677)	(4.200)	(2.610)	11.351

La voce Contenziosi e spese legali di resistenza è accantonato sulla base della miglior stima alla data di chiusura dell'esercizio del rischio di oneri e obbligazioni per contenziosi in essere inerenti le società del Gruppo. In assenza di una ragionevole previsione delle tempistiche di risoluzione delle controversie il Gruppo non ha attualizzato la posta.

La voce Titoli Efficienza Energetica è relativa a rischi legati all'andamento del mercato dei titoli di efficienza energetica, considerando il residuo dei titoli da acquistare per l'anno d'obbligo e la più recente stima disponibile del contributo che riconoscerà l'Autorità.

La voce Altri rischi è relativa principalmente a rischi connessi a impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili, ad apparati tecnologici per le telecomunicazioni e a penali afferenti l'attività di distribuzione gas.

La variazione del corso dell'esercizio 2018 è principalmente riferita a:

- Il riversamento del fondo rischio stanziato sull'obbligo di indennizzo a favore di Andali in caso di escussione della fidejussione rilasciata al GSE a garanzia della realizzazione dell'investimento, a seguito di liberazione da tale obbligo come descritto nel paragrafo "Accordi inerenti la cessione di Andali Energia S.r.l (euro 2.205 migliaia);
- Accantonamenti per Euro 416 migliaia, principalmente relativi alla stima del rischio di sanzioni e/o penali afferenti l'attività di distribuzione gas.

La voce indennità di agenzia è riferita ad indennità di fine rapporto per gli agenti commerciali delle società di vendita del Gruppo.

Il Fondo smantellamento impianti è relativo al rapporto concessorio tra le controllate Cavriglia e Tegolaia ed il Comune concedente, contabilizzato in accordo allo IAS 17.50 come una sale and leaseback transaction (IAS 17.59), in cui il Gruppo dopo la costruzione dell'impianto ed il trasferimento della proprietà al Comune, non ha perso il controllo dello stesso, che risulta quindi iscritto come attività materiale, al costo di costruzione incrementato per i costi di smantellamento ed ammortizzato lungo la durata della concessione. Il valore dell'attività materiale è, inoltre, comprensivo del valore attuale dei canoni di concessione futuri rilevati come costi indiretti della costruzione e per i quali è stata rilevata una passività finanziaria in contropartita.

10.4.1.1 Principali contenziosi in essere

Contenzioso in merito alla determinazione dell'indennizzo dovuto al gestore uscente del servizio di distribuzione gas naturale Comune di Prato Toscana Energie

A seguito di aggiudicazione definitiva a Toscana Energie della gara per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale nel territorio del Comune di Prato, Centria, Toscana Energie e il Comune di Prato hanno sottoscritto in data 31 agosto 2015 il verbale di consegna della rete (con i relativi impianti e beni costituenti il sistema di distribuzione del gas naturale), con contestuale versamento da parte di Toscana Energie in favore di Centria di un valore di indennizzo della rete pari ad Euro 85.538 mila oltre IVA.

Nel corso dell'esercizio 2016, Estra e Centria hanno proposto una domanda giudiziale innanzi al Tribunale di Prato nei confronti del Comune di Prato e di Toscana Energia al fine di ottenere la condanna di Toscana Energia, ovvero in subordine del Comune di Prato, al pagamento della somma di Euro 9.613 migliaia, quale minore importo riconosciuto al gestore uscente Centria per la consegna delle reti rispetto a quello previsto nel bando di gara, per effetto dell'applicazione di un contestato meccanismo di indicizzazione e rivalutazione dello stesso in funzione del decorrere del tempo intercorrente tra l'indizione del bando e la consegna delle reti.

Alla base della domanda proposta in via subordinata nei confronti del Comune di Prato, vi era, tra l'altro, un accordo transattivo siglato tra Estra e il Comune di Prato in data 17 novembre 2011 con cui, tra le altre cose, le parti avevano inteso dirimere le reciproche contestazioni in tema di valore di indennizzo della rete dovuto dal gestore entrante a favore del gestore uscente, a fronte dell'impegno di Estra a corrispondere a Toscana Energie Euro 7.700 migliaia (di cui Euro 1.700 migliaia versati in data 17 novembre 2011).

Nell'ambito del giudizio pendente innanzi al Tribunale di Prato, Toscana Energie e il Comune di Prato, oltre a dedurre l'infondatezza della domanda proposta, hanno presentato una serie di domande riconvenzionali e, in particolare:

- il Comune di Prato ha agito in via riconvenzionale per ottenere il pagamento della somma di Euro 6.000 migliaia in ragione delle previsioni del sopra menzionato accordo transattivo stipulato nel 2011 per determinare, tra l'altro, il valore dell'indennizzo spettante al gestore uscente;
- Toscana Energia ha agito in via riconvenzionale per ottenere il pagamento di una somma pari a Euro 1.742 migliaia in forza di una supposta diversa consistenza della rete rispetto a quanto rappresentato dal gestore uscente.

La Società, supportata dai pareri legali ricevuti, ritiene di potersi legittimamente opporre alla richiesta del Comune di Prato di pagamento della somma residua di Euro 6.000 migliaia.

In merito alle riserve avanzate da Toscana Energia in sede di sottoscrizione del verbale di consegna delle reti, alcune delle quali risultano già accolte dal Comune di Prato, si è ritenuto opportuno in ottica prudenziale il mantenimento del fondo rischi di Euro 1.742 migliaia.

Si segnala che in data 20 dicembre 2017 il Giudice ha emesso un'ordinanza con la quale, tra l'altro:

- è stata ammessa la CTU richiesta da Estra/Centria, limitatamente alla supposta diversa consistenza della rete rispetto a quanto rappresentato dal gestore uscente;

- non è stata ammessa la CTU richiesta da Toscana Energia relativa alla stima dei benefici che Estra/Centria avrebbero ottenuto dalla conduzione dell'impianto nel periodo intercorrente tra l'1 luglio 2011 (data di riferimento per la stima dell'impianto) e il 31 agosto 2015 (data di consegna dell'impianto al nuovo gestore).

In aggiunta a quanto sopra rappresentato, il Giudice ha sollevato d'ufficio (i) una questione sulla possibile nullità del sopra menzionato accordo transattivo del 2011, prospettata sulla base della natura eventualmente non disponibile dell'indennizzo spettante al gestore uscente ai sensi degli artt. 14-15 del D. Lgs. 164/2000, nonché (ii) una questione sugli effetti che la nullità della clausola relativa alla determinazione dell'indennizzo potrebbe avere sulla validità dell'intero accordo. Il Giudice ha pertanto invitato le parti a depositare una memoria difensiva avente a oggetto le due questioni rilevate d'ufficio, presentate da entrambe le parti del giudizio in data 20 febbraio 2018. Nell'ipotesi in cui il Giudice dovesse confermare la nullità della clausola dell'accordo transattivo del 2011 che disciplina la determinazione dell'indennizzo dovuto al gestore uscente, la validità stessa degli atti di gara e dei contratti stipulati fra il Comune di Prato e Toscana Energia (nonché fra Centria e Toscana Energia) potrebbe essere messa in discussione.

Nell'udienza del 13 settembre 2018 i legali di Toscana Energia hanno contestato alcuni punti della CTU, con particolare riferimento al quesito sullo stato del cogeneratore e relativi costi di riattivazione, e al quesito relativo ai benefici ricavati da Toscana Energia. A mezzo di consulente legale esterno delle società Estra/Centria, il Gruppo ha contestato tali deduzioni, rilevato al contrario la completezza della CTU e chiesto la fissazione dell'udienza per la precisazione delle conclusioni. Il giudice, ritenuta la completezza dell'elaborato peritale, ha accolto la richiesta della società e rinviato per la precisazione delle conclusioni all'udienza del 21.11.2019.

Estra e Centria, supportate dai propri legali, ritengono di poter beneficiare di buone argomentazioni volte a sostenere la validità dell'accordo transattivo. Tuttavia, anche alla luce dell'ordinanza emessa dal Giudice il 20 dicembre 2017, la Società ritiene che il rischio di soccombenza in tale giudizio sia possibile.

Processo verbale di constatazione emesso a Coopgas S.r.l. e successivi atti di accertamento

In data 19 dicembre 2017 la Guardia di Finanza di Modena ha elevato nei confronti di CoopGas S.r.l., società acquistata dal Gruppo nel mese di febbraio 2016 e successivamente fusa per incorporazione in Estra Energie S.r.l. un processo verbale di constatazione ("PVC"), con cui ha formulato rilievi aventi a oggetto (i) la presunta infedeltà delle dichiarazioni IRES e IRAP per la deduzione di costi riferiti a operazioni inesistenti pari a Euro 195 migliaia per l'esercizio 2014 e di costi di sponsorizzazione ritenute liberalità indeducibili pari a Euro 325 migliaia per l'esercizio 2015, e (ii) l'indetraibilità dell'IVA sulle fatture per costi inesistenti per circa Euro 43 migliaia, con riferimento all'esercizio 2014.

I rilievi relativi all'esercizio 2014 hanno dato luogo alla segnalazione all'autorità giudiziaria nei confronti del rappresentante dell'impresa dell'epoca della commissione del fatto, dal momento che, secondo il giudizio della Guardia di Finanza, la documentazione dei costi è avvenuta attraverso la predisposizione di fatture relative a operazioni inesistenti.

Si segnala che il PVC è un atto endoprocedimentale e non riporta le sanzioni che potranno essere irrogate dall'Amministrazione finanziaria in sede di emissione di accertamento confermativo dei criteri del PVC e, pertanto, non consente una quantificazione puntuale del rischio connesso alla contestazione. Sulla base dei rilievi e delle evidenze documentali contenuti nel PVC, il Gruppo ha tuttavia stimato in circa Euro 211 migliaia le imposte e circa Euro 401 migliaia le sanzioni amministrative massime che potrebbero trovare applicazione in sede di accertamento.

Ritenendo che non vi siano sufficienti elementi per instaurare un contenzioso e contestare i predetti rilievi (afferenti a condotte risalenti ad esercizi antecedenti alla data di acquisizione di Coopgas), il Gruppo ritiene plausibile l'adesione ai probabili avvisi di accertamento che, in base ai termini ordinari, dovranno essere notificati, a pena di decadenza, entro il 31 dicembre 2023. Il Gruppo ha, pertanto, accantonato Euro 350 migliaia nel bilancio consolidato al 31 dicembre 2017, a copertura del probabile onere per imposte e sanzioni, quest'ultime ridotte a un terzo come normativamente previsto nei casi di acquiescenza agli avvisi di accertamento.

Nel 2019, a seguito degli avvisi di accertamento emessi per l'anno 2014 relativamente ad IRES, IRAP ed IVA, sono stati versati complessivamente imposte, sanzioni ed interessi per Euro 132 migliaia aderendo agli avvisi di accertamento.

Poiché quanto pagato per definire i rilievi relativi al 2014 non si discosta sostanzialmente dalle previsioni fatte in sede di accantonamento al 31 dicembre 2017 e considerato che non sono stati notificati avvisi relativi al 2015, si ritiene che il fondo nell'ammontare di 350 mila euro non possa che essere confermato in sede di chiusura del bilancio al 31 dicembre 2018.

Avviso di accertamento su deducibilità dell'avviamento

Nel mese di giugno 2018, la DRE Marche ha notificato a Prometeo un avviso di accertamento per l'anno 2014 il cui rilievo principale è rappresentato dal disconoscimento ai fini IRES, IRAP e Robin Tax dell'ammortamento, quantificato in euro 148.614, operato sull'avviamento, pari a circa 6.690.000 euro, acquisito tramite una operazione di conferimento di ramo di azienda.

Nella sostanza l'Agenzia ritiene che in una operazione di conferimento d'azienda l'avviamento rilevato dal conferitario sia sempre fiscalmente irrilevante anche qualora, come nel caso in esame, la conferente trasferisca un avviamento affrancato fiscalmente.

Nel mese di marzo si è svolta l'udienza di primo grado per la quale si è in attesa di ricevere il dispositivo della sentenza.

Il Gruppo, confortato dal parere dei propri consulenti, ritiene infondata la contestazione sollevata, pertanto nessun accantonamento è stato operato a fronte dei rischi derivanti dall'eventuale soccombenza nel contenzioso.

10.4.2 Trattamento di fine rapporto

Il Fondo TFR previsto dall'art. 2120 del Codice Civile, dal punto di vista della rilevazione in bilancio, rientra nella tipologia dei piani pensionistici a benefici definiti e, come tale, è stato trattato contabilmente in linea con il principio IAS 19 che richiede la valutazione della relativa passività sulla base di tecniche attuariali.

La tabella seguente riporta le variazioni nel 2018 delle obbligazioni per benefici definiti e del fair value delle attività del piano:

Obbligazioni per benefici definiti 01.01.2018	Acquisizioni	Costo per servizi	Interessi	Benefici liquidati	Obbligazione attesa 31.12.2018	Perdite (utili) attuariali da esperienza	Perdite (utili) attuariali per modifica ipotesi finanziaria	Obbligazioni per benefici definiti 31.12.2018
7.605	234	74	108	(561)	7.460	6	(224)	7.242

La tabella seguente riporta le variazioni nel 2017 delle obbligazioni per benefici definiti e del fair value delle attività del piano:

Obbligazioni per benefici definiti 01.01.2017	Acquisizioni	Conferimenti	Costo per servizi	Interessi	Benefici liquidati	Obbligazione attesa 31.12.2017	Perdite (utili) attuariali da esperienza	Perdite (utili) attuariali per modifica ipotesi finanziaria	Obbligazioni per benefici definiti 31.12.2017
7.124	172	118	209	102	(96)	7.628	(21)	(2)	7.605

Le principali assunzioni adottate sono riepilogate nelle tabelle seguenti:

Riepilogo delle Basi Tecniche Economiche

	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2018	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2017
Tasso annuo di attualizzazione	1,57%	1,30%
Tasso annuo di inflazione	1,50%	1,50%
Tasso annuo incremento TFR	2,63%	2,63%
Tasso annuo di incremento salariale	1,00%	1,00%

Il tasso annuo di attualizzazione utilizzato per la determinazione del valore attuale dell'obbligazione è stato desunto, coerentemente con il paragrafo 83 dello IAS 19, dall'indice Iboxx Corporate AA con duration 10+ rilevato alla data della valutazione. A tal fine si è scelto il rendimento avente durata comparabile alla duration del collettivo di lavoratori oggetto della valutazione.

Riepilogo delle Basi Tecniche Demografiche

Decesso	Tabelle di mortalità RG48 pubblicate dalla Ragioneria Generale dello Stato
Inabilità	Tavole INPS distinte per età e sesso
Pensionamento	100% al raggiungimento dei requisiti AGO

Frequenza annua di Turnover e Anticipazioni TFR

Frequenza Anticipazioni	Frequenza Turnover
1,05%	0,50%

Viene di seguito riepilogata un'analisi quantitativa della sensitività per le assunzioni significative al 31 dicembre 2018 e 2017:

Ipotesi	Variazione	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2018	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2017
Frequenza del turnover	+1/4%	7.121	7.479
	- 1/4%	7.206	7.609
Tasso inflazione	+1/4%	7.311	7.682
	- 1/4%	7.014	7.401
Tasso attualizzazione	+1/4%	6.943	7.331
	- 1/4%	7.388	7.758

Le analisi di sensitività sopra riportate sono state effettuate sulla base di un metodo di estrapolazione dell'impatto sull'obbligazione netta del piano a benefici definiti di cambiamenti ragionevoli nelle assunzioni chiave che intervengono alla data di chiusura dell'esercizio. Le analisi di sensitività si basano sulla variazione di una delle assunzioni significative, mantenendo tutte le altre assunzioni costanti. Le analisi di sensitività potrebbero non essere rappresentative dei cambiamenti effettivi dell'obbligazione per benefici definiti in quanto è improbabile che intervengano variazioni isolate sulle singole assunzioni.

I seguenti pagamenti sono le contribuzioni attese da effettuare negli anni futuri a fronte dell'obbligazione del piano a benefici definiti:

Erogazioni previste					
	2019	2020	2021	2022	2023
Totale	422	267	190	341	300

La durata media dell'obbligazione del piano a benefici definiti alla fine dell'esercizio 2018 è di circa 16,7 anni (circa 19,7 al 31 dicembre 2017).

10.4.3 Finanziamenti a M/L termine

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2018 e al 31 dicembre 2017 i finanziamenti a medio/lungo termine ammontano rispettivamente ad Euro 477.857 migliaia, Euro 435.503 migliaia.

La composizione della voce è la seguente:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2018		Esercizio chiuso al 31 dicembre 2017	
	Valore di bilancio	Valore nominale	Valore di bilancio	Valore nominale
Obbligazioni entro 12 mesi	35.691	36.000	-	-
Obbligazioni oltre 12 mesi	147.584	150.000	213.922	218.200
Totale debiti per obbligazioni	183.275	186.000	213.922	218.200
Finanziamenti da soci entro 12 mesi	1.435	1.435	1.435	1.435
Finanziamenti da soci oltre 12 mesi	9.675	9.675	11.110	11.110
Totale finanziamenti da soci	11.110	11.110	12.545	12.545
Mutui entro 12 mesi	67.322	67.322	65.507	65.507
Mutui oltre 12 mesi	210.724	212.149	137.782	138.280
Totale debiti per mutui	278.046	279.472	203.289	203.787
Leasing entro 12 mesi	331	331	322	322
Leasing oltre 12 mesi	5.094	5.094	5.425	5.425
Totale debiti per leasing	5.425	5.425	5.747	5.747
Totale entro 12 mesi	104.780	105.089	67.263	67.263
Totale oltre 12 mesi	373.077	376.918	368.240	373.015
Totale Finanziamenti M/L termine	477.857	482.007	435.503	440.278

La movimentazione della voce nel corso dell'esercizio 2018 è illustrata di seguito:

(valori in migliaia di euro)	Saldo al 31 dicembre 2017	Erogazione	Rimborso	Interest costo ammortizzato	Saldo al 31 dicembre 2018
Obbligazioni	213.922		(32.200)	1.553	183.275
Mutui	203.289	162.000	(86.318)	(925)	278.046
Leasing	5.747		(322)		5.425
Finanziamenti da soci	12.545		(1.435)		11.110
Totale Finanziamenti M/L termine	435.503	162.000	(120.275)	628	477.857

Si evidenziano i riacquisti parziali nel corso dell'esercizio di obbligazioni per un valore nominale di Euro 32.200 migliaia di cui Euro 30.000 migliaia relativi al prestito obbligazionario denominato "E.S.T.R.A. S.p.A. Euro 80.000.000, 2,45 per cent. Scadente nel 2023 ed Euro 2.200 migliaia relativi al minibond di originari 50 milioni e residui Euro 35.691 migliaia al 31 dicembre 2018 in scadenza nel 2019.

La movimentazione della voce nel corso dell'esercizio 2017 è illustrata di seguito:

(valori in migliaia di euro)	Saldo al 31 dicembre 2016	Aggregazioni aziendali	Conferimento da Viva Servizi	Erogazione	Rimborso	Interest costo ammortizzato	Saldo al 31 dicembre 2017
Obbligazioni	213.046					876	213.922
Mutui	153.189	26.211	1.668	107.000	(85.011)	232	203.289
Leasing	6.735	5.826			(6.814)		5.747
Finanziamenti da soci	13.980				(1.435)		12.545
Totale Finanziamenti M/L termine	386.950	32.037	1.668	107.000	(93.260)	1.108	435.503

La variazione dell'esercizio denominata "Aggregazioni aziendali" fa interamente riferimento all'acquisizione delle società Cavriglia SPV S.p.A. e Tegolaia SPV S.p.A., di cui Euro 32.037 per finanziamenti a medio lungo termine concessi alle società precedentemente all'acquisizione per la costruzione degli impianti fotovoltaici. Per una razionalizzazione dei costi finanziari, il Gruppo ha ritenuto di estinguerli entro la fine dell'esercizio, contestualmente ai sottostanti derivati di copertura.

La tabella seguente evidenzia per ciascun prestito obbligazionario emesso il valore di bilancio alla data del 31 dicembre 2018 e al 31 dicembre 2017:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2018	2017
MINIBOND 2014-2019	35.691	37.563
BOND 2015-2022	98.744	98.463
BOND 2016-2023	48.840	77.895
Obbligazioni	183.275	213.922

La voce Finanziamenti da Soci accoglie per prestiti a medio/lungo termine, subordinati all'indebitamento bancario e obbligazionario accordati dai soci Consiag ed Intesa e, in particolare:

- debito verso il Socio Consiag di originari Euro 15.000 migliaia rimborsabile in 24 rate semestrali a partire dal 30 giugno 2015, con quote capitale costanti al tasso annuale del 3% e debito residuo al 31 dicembre 2018 di Euro 10.000 migliaia;
- debito verso il Socio Coingas di originari Euro 1.850 migliaia, rimborsabile in 20 rate semestrali a partire dal 30 giugno 2015, con quote capitale costanti al tasso annuale del 3% e debito residuo al 31 dicembre 2018 di Euro 1.110 migliaia.

10.4.4 Passività per imposte differite

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2018 e al 31 dicembre 2017 le passività per imposte differite ammontano rispettivamente ad Euro 41.834 migliaia, Euro 38.667 migliaia.

La composizione e movimentazione per l'esercizio 2018 della voce è la seguente:

(valori in migliaia di euro)	Saldo al 31 dicembre 2017	Acquisizioni aziendali	Accantonamento	Utilizzo/Riversamento	Saldo al 31 dicembre 2018
Dividendi non incassati	460		13	(447)	26
Costo ammortizzato prestiti obbligazionari	572			(206)	365
Rateizzazione plusvalenze	4.097			(2.048)	2.048
Plusvalore beni in concessione	3.410	3.220		(145)	6.485
Plusvalore attività Immateriali	29.997	4.290	237	(1.781)	32.743
Plusvalore attività materiali	55				55
Altre	76		36	(1)	111
Passività per imposte differite	38.667	7.510	286	(4.629)	41.834

La composizione e movimentazione per l'esercizio 2017 della voce è la seguente:

(valori in migliaia di euro)	Saldo al 31 dicembr e 2016	Acquisizion i aziendali	Conferimento	Accantonamento	Utilizzo/Riversamento	Saldo al 31 dicembre 2017
Dividendi non incassati	318	14		280	(152)	460
Costo ammortizzato prestiti obbligazionari	765				(193)	572
Rateizzazione plusvalenze	6.145				(2.048)	4.097
Plusvalore beni in concessione	3.223		103	135	(51)	3.410
Plusvalore attività Immateriali	25.602	5.743		236	(1.584)	29.997
Plusvalore attività materiali		55				55
Altre	56			20		76
Passività per imposte differite	36.109	5.812	103	671	(4.028)	38.667

10.4.5 Altre passività non correnti

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2018 e al 31 dicembre 2017 le altre passività non correnti ammontano rispettivamente ad Euro 1.721 migliaia ed Euro 767 migliaia e fa principalmente riferimento a risconti passivi pluriennali per 'affitto della fibra ottica per l'esercizio dell'attività di trasmissione dati nel settore delle telecomunicazioni.

10.5 PASSIVITÀ CORRENTI

10.5.1 Debiti finanziari a breve termine

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2018 e al 31 dicembre 2017 i debiti finanziari a breve termine ammontano rispettivamente ad Euro 10.528 migliaia ed Euro 10.322 migliaia.

La composizione della voce è la seguente:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2018	2017
Anticipazioni bancarie ed utilizzi di c/c bancario	7.495	7.193
Debiti verso obbligazionisti per interessi maturati	3.034	3.129
Debiti finanziari a breve termine	10.528	10.322

10.5.2 Debiti commerciali

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2018 e al 31 dicembre 2017 i debiti commerciali ammontano rispettivamente ad Euro 250.364 migliaia, Euro 209.824 migliaia.

La composizione della voce è la seguente:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2018	2017
Debiti verso fornitori	244.069	204.659
Debiti verso imprese controllate	4.259	2.342
Debiti verso controllanti	2.034	2.817
Debiti verso imprese collegate	2	7
Debiti commerciali	250.364	209.824

I debiti verso fornitori si riferiscono a partite debitorie per fatture ricevute e da ricevere principalmente da parte dei fornitori di gas ed energia elettrica. Sono iscritti al netto degli sconti commerciali; gli sconti cassa sono invece rilevati al momento del pagamento. Il valore nominale di tali debiti è stato rettificato, in occasione di resi o abbuoni (rettifiche di fatturazione), nella misura corrispondente all'ammontare definito con la controparte.

I debiti sono tutti esigibili entro 12 mesi e nei confronti di soggetti operanti nel territorio italiano, ad eccezione di importi non significativi nei confronti di soggetti CEE ed Extra-CEE per acquisto gas.

Per il dettaglio dei debiti verso Soci, società soggette a controllo congiunto e collegate, nonché per i termini e le condizioni relativi ai debiti verso parti correlate, si rinvia alla nota Rapporti con parti correlate.

10.5.3 Debiti tributari

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2018 e al 31 dicembre 2017 i debiti tributari ammontano rispettivamente ad Euro 15.283 migliaia ed Euro 21.833 migliaia.

La composizione della voce è la seguente:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2018	2017
Irpef sostituiti imposta	889	878
Erario c/iva	4.285	2.154
Debiti per IRES/IRAP	2.795	1.198
Debiti per accise ed addizionali	7.310	17.599
Altri debiti	4	5
Debiti tributari	15.283	21.833

10.5.4 Altre passività correnti

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2018 e al 31 dicembre 2017 le altre passività correnti ammontano rispettivamente ad Euro 47.343 migliaia ed Euro 51.236 migliaia.

La composizione della voce è la seguente:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2018	2017
Debiti verso il personale per retribuzioni	4.460	3.870
Debiti verso istituti previdenziali	1.794	1.624
Debiti verso CSEA	9.516	6.031
Debiti per acquisto partecipazione Tegolaia e Cavriglia	2.611	2.611
Debiti per acquisto partecipazione Eta3	-	3.990
Ratei e risconti passivi	2.700	1.658
Debiti per prepensionamento dipendenti	337	462
Depositi cauzionali	20.876	25.932
Altri Debiti	5.048	5.058
Altre passività correnti	47.343	51.236

Il saldo della voce fa riferimento prevalentemente ai depositi cauzionali versati dai clienti a garanzia sui consumi gas.

10.5.5 Strumenti finanziari e valutazioni al fair value

Ai sensi dell'IFRS 13, di seguito si riporta la tabella che presenta il valore contabile degli strumenti finanziari in essere, per categoria di appartenenza, posto a confronto con i corrispondenti valori equi al 31 dicembre 2018 e al 31 dicembre 2017.

ATTIVITA' FINANZIARIE	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2018		Esercizio chiuso al 31 dicembre 2017	
	Valore contabile	Fair value	Valore contabile	Fair value
Attività finanziarie al fair value con variazioni imputate a conto economico	16.974	16.974	11.634	11.634
Contratti a termine su commodity	16.704	16.704	11.512	11.512
Commodity Swap	269	269	123	123
Crediti e finanziamenti	361.270	361.270	303.800	303.800
Finanziamenti a società sottoposte a controllo congiunto	150	150	407	407
Finanziamenti a società collegate	4.937	4.937	4.153	4.153
Depositi cauzionali m/l termine	4.713	4.713	4.585	4.585
Crediti commerciali	351.022	351.022	294.030	294.030
Crediti verso banche	448	448	625	625
Disponibilità liquide	228.693	228.693	229.774	229.774
Attività non correnti destinate alla vendita	930	930	2.350	2.350
TOTALE ATTIVITA'	607.868	607.868	547.558	547.558

PASSIVITA' FINANZIARIE	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2018		Esercizio chiuso al 31 dicembre 2017	
	Valore contabile	Fair value	Valore contabile	Fair value
Passività finanziarie al fair value con variazioni imputate a conto economico	20.269	20.269	12.343	12.343
Contratti a termine su commodity	15.393	15.393	11.427	11.427
Commodity Swap	4.305	4.305	176	176
Derivati IRS non designati come strumento di copertura	571	571	740	740
Passività finanziarie al fair value con variazioni imputate a patrimonio netto	545	545	789	789
Derivati IRS Cash flow hedge	545	545	789	789
Passività al costo ammortizzato	758.311	758.311	681.581	681.581
Debiti commerciali	250.364	250.364	209.824	209.824
Finanziamenti a M/L termine	477.857	477.857	435.503	435.503
Debiti verso banche a breve termine	10.528	10.528	10.322	10.322
Depositi cauzionali	19.562	19.562	25.932	25.932
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	280	280	95	95
TOTALE PASSIVITA'	779.405	779.405	694.807	694.807

In considerazione della loro natura, per la maggiore parte delle poste, il valore contabile è considerato una ragionevole approssimazione del valore equo.

In tutti gli altri casi, la determinazione del valore equo avviene secondo metodologie classificabili nel Livello 2 della gerarchia dei livelli di significatività dei dati utilizzati nella determinazione del fair value così come definita dall'IFRS 13 (dati di input diversi dai prezzi quotati di cui al Livello 1 che sono osservabili per l'attività o la passività, sia direttamente (come nel caso dei prezzi), sia indirettamente (ovvero derivati dai prezzi)).

Il Gruppo fa ricorso a modelli interni di valutazione, generalmente utilizzati nella pratica finanziaria, sulla base di prezzi forniti dagli operatori di mercato o di quotazioni rilevate su mercati attivi per mezzo di primari infoproviders.

Per la determinazione del fair value dei derivati su tassi o prezzo delle commodity viene utilizzato un modello di pricing basato sulla curva forward di mercato della data di riferimento del bilancio, qualora il sottostante del derivato sia negoziato in mercati che presentano quotazioni di prezzo forward ufficiali e liquide. Nel caso in cui il mercato non presenti quotazioni forward, vengono utilizzate curve di prezzo previsionali basate su tecniche interne di valutazione.

In riferimento al non-performance risk, cioè del rischio che una delle parti non onori i propri impegni contrattuali per effetto di un possibile default prima della scadenza del derivato, sia con riferimento al rischio della controparte (Credit Value Adjustment: CVA), sia al proprio rischio di inadempimento (Debt Risk

Adjustment: DVA) si ritengono non significativi eventuali aggiustamenti, in considerazione della tipologia di strumenti derivati presenti in portafoglio (rappresentati esclusivamente da vendite o da acquisti di commodity a termine tramite contratti forward di breve termine e derivati finanziari con primari istituti di credito) e dei rating sia delle controparti con cui sono stati stipulati i contratti sia del Gruppo.

Il Gruppo non sta compensando strumenti finanziari in accordo con lo IAS 32 e non ha accordi di compensazione significativi. Non ci sono state variazioni nei metodi valutativi adottati rispetto ai precedenti esercizi, né trasferimenti da un Livello a un altro della gerarchia delle attività o passività valutate al valore equo.

Le attività finanziarie disponibili per la vendita sono valutate al fair value determinato quale miglior stima del prezzo di realizzo ottenibile dalla loro dismissione.

11. Risultato per azione (base e diluito)

Come richiesto dallo IAS 33 si forniscono le informazioni sui dati utilizzati per il calcolo del risultato netto ed il risultato da attività in funzionamento per azione e diluito. Il risultato base per azione è calcolato dividendo il risultato economico del periodo, utile o perdita, attribuibile agli azionisti della Capogruppo per il numero medio ponderato delle azioni in circolazione durante il periodo di riferimento. Non sono presenti effetti diluitivi del risultato per azione nei tre anni.

Di seguito sono esposti i valori utilizzati nel calcolo del risultato per azione base.

	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2018	2017
Utile netto di pertinenza degli azionisti della Capogruppo (migliaia di Euro)	7.331	11.020
- Attività di funzionamento	9.651	11.397
- Attività destinate alla dismissione	(2.320)	(377)
Numero medio azioni ordinarie in circolazione nell'esercizio	227.834.000	205.125.118
Risultato per azione base e diluito azioni ordinarie (Euro)	0,03	0,05
Risultato da attività in funzionamento per azione base e diluito azioni ordinarie (Euro)	0,04	0,06

Al riguardo si evidenzia che sono state escluse dal calcolo le n. 500.000 azioni proprie detenute dalla Capogruppo a seguito della fusione per incorporazione nell'esercizio 2018 di Eta3, consolidata integralmente al 31 dicembre 2017.

Si ricorda inoltre che in data 28 dicembre 2017 ed a seguito dell'assemblea straordinaria degli azionisti, Estra ha deliberato un aumento il capitale sociale, con esclusione del diritto di opzione ai sensi dell'art. 2441, comma 6, del codice civile, fino ad un massimo di Euro 228.334.000, mediante offerta di n. 22.834.000 azioni di nuova emissione del valore nominale di Euro 1,00 ciascuna riservato a Viva Servizi S.p.A.

Le n. 22.834.000 azioni di nuova emissione sono state sottoscritte da Viva Servizi S.p.A. tramite conferimento in natura.

12. Garanzie e impegni

Il Gruppo ha fornito le seguenti garanzie al 31 dicembre 2018 e 2017:

Garanzie prestate nell'interesse di società collegate	31 dicembre 2018	31 dicembre 2017
Fideiussione rilasciata a Banca Popolare Emilia e Unicredit a favore di Sinergie Italiane S.r.l.	9.169	9.169
Fideiussione rilasciata a Cassa di Risparmio di Firenze a favore di Vaserie Energia S.r.l.	895	895
Garanzia rilasciata a Unicredit a favore di Blugas Infrastrutture S.r.l. per finanziamenti	4.257	4257
Garanzia rilasciata a Sace BT a favore di Blugas Infrastrutture su rimborso credito IVA	-	664
Totale	14.321	14.985
Garanzie prestate nell'interesse di altri	31 dicembre 2018	31 dicembre 2017
Fideiussioni rilasciate ad Agenzia Entrate/Agenzia Dogane per rimborsi di imposte	3.872	4.016
Fideiussioni verso altri soggetti	789	1.002
Fideiussioni rilasciate a favore di Enti locali per lavori o concessioni legate ad utilizzo del suolo pubblico	10.046	6.988
Fideiussioni rilasciate ad INPS	1.084	1.801
Fideiussione rilasciata a GSE per allaccio parco eolico Andali	-	4.410
Totale	15.791	18.217
Totale garanzie	30.112	33.202

Per lo svolgimento dell'ordinaria attività del Gruppo sono inoltre rilasciate, nell'interesse di società consolidate integralmente, fideiussioni bancarie o altre garanzie, quali Parent company impegnative, per le quali il relativo debito è generalmente già rappresentato nel bilancio consolidato.

Inoltre il Gruppo ha in essere al 31/12/2018 contratti di affitto e leasing operativi aventi una durata media residua di 4,5 anni e pagamenti minimi residui di Euro 15.374 migliaia.

13. Obiettivi e criteri di gestione del rischio finanziario

Le principali passività finanziarie del Gruppo, diverse dai derivati, comprendono i prestiti e i finanziamenti bancari, i prestiti obbligazionari, i debiti commerciali, i debiti diversi e le garanzie finanziarie. L'obiettivo principale di tali passività è di finanziare le attività operative del Gruppo. Il Gruppo ha crediti finanziari e altri crediti, commerciali e non commerciali, disponibilità liquide e depositi a breve termine che si originano direttamente dall'attività operativa. Il Gruppo detiene inoltre partecipazioni destinate alla vendita e sottoscrive contratti derivati.

Il Gruppo è esposto al rischio di mercato, al rischio di credito ed al rischio di liquidità. Il Management del Gruppo è deputato alla gestione di questi rischi. Il Gruppo ha inoltre avviato un processo di definizione del modello di gestione integrata dei rischi, che si ispira a standard riconosciuti a livello internazionale in ambito di Enterprise Risk Management (ERM) sviluppati secondo il Modello di riferimento generalmente accettato a livello internazionale in ambito di controllo interno, emanato dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (noto come CoSO Report).

Tale modello di ERM è diretto anche a supportare la Direzione affinché le attività che comportano un rischio finanziario siano governate con appropriate politiche aziendali e con procedure adeguate e che i rischi finanziari siano identificati, valutati e gestiti secondo quanto richiesto dalle politiche e procedure del Gruppo.

13.1 Rischio di tasso d'interesse

Il rischio di tasso di interesse è il rischio che il fair value o i flussi di cassa futuri di uno strumento finanziario si modificheranno a causa delle variazioni nei tassi di interesse di mercato. L'esposizione del Gruppo al rischio di variazioni nei tassi di interesse di mercato è correlata in prima istanza all'indebitamento di lungo periodo con tasso di interesse variabile.

Il Gruppo gestisce il proprio rischio di tasso attraverso un portafoglio bilanciato di prestiti e finanziamenti a tassi di interesse fissi e variabili anche attraverso la sottoscrizione di interest rate swaps (IRS), dove il Gruppo concorda di scambiare, ad intervalli definiti, la differenza di ammontare tra il tasso fisso e il tasso variabile calcolata facendo riferimento a un importo concordato di capitale nozionale. Questi swap sono designati a copertura dell'indebitamento sottostante.

Al 31 dicembre 2018, dopo aver preso in considerazione l'effetto degli IRS, circa il 55% (60% nel 2017) dei prestiti del Gruppo sono a tasso fisso.

13.2 Sensitività al tasso d'interesse

La seguente tabella illustra la sensitività a una variazione ragionevolmente possibile dei tassi di interesse effettuata secondo le seguenti modalità:

- una variazione in aumento ed in diminuzione di 50 basis points dei tassi di interesse euribor rilevati nel corso dell'esercizio è stata applicata all'indebitamento finanziario a medio lungo termine;
- in caso sia esistente una relazione di copertura lo shock sui tassi è stato applicato congiuntamente alla posizione debitoria ed al relativo strumento derivato di copertura con un effetto netto a conto economico estremamente contenuto;
- con riferimento ai contratti derivati di copertura esistenti alla data di chiusura dell'esercizio è stata applicata una traslazione in aumento ed in diminuzione di 100 basis points delle curve forward dei tassi di interesse impiegate per la determinazione dei fair value dei contratti stessi.

Nella seguente tabella sono riportati i risultati dell'analisi di sensitività anzi illustrata svolta con riferimento alla data del 31 dicembre 2018 e 2017:

SENSITIVITA' DEI FLUSSI FINANZIARI	31-dic-18				31-dic-17			
	ONERI FINANZIARI		RISERVA DI CASH FLOW HEDGE		ONERI FINANZIARI		RISERVA DI CASH FLOW HEDGE	
	AUMENTO 50 BP	DIMINUZIONE 50 BP	AUMENTO 50 BP	DIMINUZIONE 50 BP	AUMENTO 50 BP	DIMINUZIONE 50 BP	AUMENTO 50 BP	DIMINUZIONE 50 BP
INDEBITAMENTO COMPRENSIVO DI DERIVATI E LEASING	(312)	85			(323)	(59)		
VARIAZIONE FAIR VALUE	106	(107)	102	(73)	152	156	122	(116)
TOTALE	(206)	(23)	102	(73)	(171)	(97)	122	(116)

13.3 Rischio di credito

Il rischio di credito è il rischio che una controparte non adempia ai propri obblighi legati ad uno strumento finanziario o ad un contratto commerciale, portando quindi ad una perdita finanziaria. Il Gruppo è esposto al rischio di credito derivante dalle sue attività operative (soprattutto per crediti commerciali derivanti dalla vendita di gas e energia elettrica) e dalle sue attività di finanziamento, compresi i depositi presso banche e istituti finanziari.

Crediti commerciali

Il rischio di credito commerciale è gestito secondo la politica stabilita dal Gruppo e secondo le procedure e i controlli stabiliti per la gestione del rischio di credito.

Il Gruppo, a seguito del perdurare dell'attuale situazione economica, ha migliorato il controllo sui rischi di credito attraverso il rafforzamento delle procedure di monitoraggio e reportistica, al fine di trovare in modo tempestivo possibili contromisure a fronte delle cause individuate. Per controllare il rischio di credito con riferimento al portafoglio in essere alle date di bilancio –ritenuta la massima esposizione per il Gruppo – sono state definite metodologie per il monitoraggio ed il controllo dei crediti oltre alla definizione di strategie atte a ridurre l'esposizione creditizia tra le quali l'analisi di solvibilità dei clienti in fase di acquisizione attraverso un'analisi del merito creditizio finalizzata a contenere il rischio di insolvenza, l'affidamento di crediti di clienti cessati a società di recupero crediti esterne e la gestione del contenzioso legale dei crediti relativi ai servizi erogati.

A ogni data di bilancio viene svolta un'analisi sulla necessità di una svalutazione individuale per i clienti più importanti. Inoltre, per la maggior parte dei crediti minori, raggruppati in categorie omogenee, viene fatta una valutazione sulla necessità di una riduzione di valore complessiva. Il calcolo si basa su dati storici. La massima esposizione al rischio di credito alla data di bilancio è il valore contabile di ciascuna classe di attività finanziaria illustrata nella nota Crediti commerciali.

La seguente tabella fornisce il dettaglio dei crediti commerciali lordi e del relativo fondo svalutazione al 31 dicembre 2018 e 2017:

Crediti commerciali (valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre			
	2018		2017	
Crediti commerciali lordi	404.215	100%	341.843	100%
Fondo svalutazione crediti	(53.193)	(13%)	(47.813)	(14%)
Crediti commerciali	351.022	87%	294.030	86%

La seguente tabella fornisce il dettaglio dei crediti commerciali lordi per fascia di anzianità al 31 dicembre 2018 e 2017:

Crediti commerciali (valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre			
	2018		2017	
A scadere	334.341	83%	264.284	77%
Scaduti da 0-30 giorni	7.125	2%	13.571	4%
Scaduti da 31-90 giorni	4.718	1%	6.823	2%
Scaduti da 91-180 giorni	3.726	1%	5.046	1%
Scaduti da 181-365 giorni	13.568	3%	15.816	5%
Scaduti da oltre 365 giorni	40.737	10%	36.303	11%
Crediti commerciali lordi	404.215	100%	341.843	100%

Strumenti finanziari e depositi bancari

Il rischio di credito relativo a rapporti con banche e istituzioni finanziarie è gestito dalla tesoreria di Gruppo in conformità alla politica del Gruppo stesso. L'investimento dei fondi disponibili viene fatto solo con controparti approvate ed entro limiti definiti per minimizzare la concentrazione dei rischi e, di conseguenza, mitigare la perdita finanziaria generata dal potenziale fallimento della controparte. La massima esposizione del Gruppo al rischio di credito per i componenti della situazione patrimoniale – finanziaria al 31 dicembre 2018 sono i valori contabili illustrati nella Nota strumenti finanziari e Valutazioni al fair value, ad eccezione delle garanzie finanziarie.

13.4 Rischio di liquidità

Il Gruppo monitora il rischio di una carenza di liquidità utilizzando uno strumento di pianificazione della liquidità.

L'obiettivo del Gruppo è quello di mantenere un equilibrio tra continuità nella disponibilità di fondi e flessibilità di utilizzo attraverso l'utilizzo di strumenti quali scoperti bancari, prestiti bancari, obbligazioni, leasing finanziari e contratti di noleggio e acquisto.

La Funzione Finanza del Gruppo è centralizzata allo scopo di ottimizzare il reperimento e l'utilizzo delle risorse finanziarie. In particolare la gestione centralizzata dei flussi finanziari nel Gruppo, sia attraverso un sistema di cash pooling, sia con un sistema di accentramento sui conti correnti del Gruppo della prevalenza degli incassi e pagamenti, consente di allocare i fondi disponibili a livello di Gruppo secondo le necessità che di volta in volta si manifestano tra le singole Società. Viene costantemente monitorata la situazione finanziaria attuale, prospettica e la disponibilità di adeguati affidamenti bancari. Attraverso i rapporti che Il Gruppo intrattiene con i principali

Istituti di Credito Italiani e Internazionali vengono ricercate le forme di finanziamento più adatte alle proprie esigenze e le migliori condizioni di mercato.

Nella tabella sottostante è esposta un'analisi delle scadenze basata sugli obblighi contrattuali di rimborso non attualizzati relativa ai prestiti obbligazionari, all'indebitamento bancario a medio/lungo termine, ai leasing e ai finanziamenti a medio/lungo termine verso soci in essere alla data del 31 dicembre 2018.

(valori in migliaia di euro)	Totale cash flow	CF < 1 Y	1 Y < CF < 2 Y	2 Y < CF < 5 Y	CF > 5 Y
Prestiti obbligazionari	186.000	36.000	-	150.000	-
Indebitamento bancario	279.472	67.327	74.339	119.210	18.596
Leasing	5.425	331	341	1.090	3.663
Finanziamenti a medio/lungo termine verso soci	11.110	1.435	1.435	4.305	3.935
Totale	482.007	105.093	76.115	274.605	26.194

13.5 Rischio di default e covenant

Il Gruppo ha in essere finanziamenti bancari e prestiti obbligazionari, le cui condizioni contrattuali presentano, in linea con il mercato per tale tipologia di strumenti, disposizioni che legittimano le controparti, siano esse banche o detentori di obbligazioni, a chiedere al debitore, al verificarsi di determinati eventi, l'immediato rimborso delle somme prestate.

Tali condizioni contrattuali prevedono normalmente a favore degli obbligazionisti/istituti di credito divieto di cambio di controllo ed il rispetto di parametri finanziari quali i rapporti Indebitamento finanziario netto/EBITDA, Indebitamento finanziario netto/RAB e Indebitamento finanziario netto/Patrimonio netto.

Si riporta di seguito il dettaglio della composizione dell'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2018 e 2017 derivato dai bilanci consolidati per gli esercizi chiusi alle medesime date, in conformità alla raccomandazione "ESMA update of the CESR recommendations. The consistent implementation of Commission Regulation (EC) No 809/2004 implementing the Prospectus Directive" del 20 marzo 2013 (già Raccomandazione del CESR 05-054b del 10 febbraio 2005).

(valori in migliaia di euro)	Periodo chiuso a dic-18	Periodo chiuso a dic-17
A. Cassa	15	20
B. Altre disponibilità liquide	228.678	229.754
C. Titoli detenuti per la negoziazione		
D. Liquidità (A) + (B) + (C)	228.693	229.774
E. Crediti finanziari correnti	17.422	12.259
- strumenti finanziari derivati correnti	16.974	11.635
- Crediti verso banche per interessi attivi	448	625
F. Debiti bancari correnti	10.528	10.322
G. Parte corrente dell'indebitamento non corrente	104.780	67.263
H. Altri debiti finanziari correnti	20.814	13.131
- strumenti finanziari derivati correnti	20.814	13.131
I. Indebitamento finanziario corrente (F) + (G) + (H)	136.122	90.717
J. Indebitamento finanziario corrente netto (I) - (E) - (D)	(109.993)	(151.317)
K. Debiti bancari non correnti	210.724	137.782
L. Obbligazioni emesse	147.584	213.922
M. Altri debiti non correnti	14.769	16.535
- debiti v/altri finanziatori per leasing	5.094	5.425
- debiti v/soci per finanziamenti	9.675	11.110
N. Indebitamento finanziario non corrente (K) + (L) + (M)	373.077	368.240
O. Indebitamento finanziario netto (J) + (N)	263.084	216.923

Al 31 dicembre 2018 l'indebitamento finanziario netto è pari Euro 263.084 migliaia in aumento rispetto a Euro 216.924 migliaia dell'anno precedente.

Al 31 dicembre 2018, il 22% del debito del Gruppo ha scadenza inferiore ad un anno, calcolato sulla base del valore nozionale dei debiti in bilancio. Il Gruppo ha valutato la concentrazione del rischio, con riferimento al rifinanziamento del debito, ed ha concluso che è basso.

L'accesso alle fonti di finanziamento è sufficientemente disponibile e i debiti con scadenza entro 12 mesi possono essere estesi con gli attuali finanziatori.

Al 31 dicembre 2018 il Gruppo dispone di ampie linee di credito non utilizzate, principalmente concentrate presso la Capogruppo, per Euro 328 milioni.

Si evidenzia che il Gruppo ha in essere finanziamenti bancari e prestiti obbligazionari, le cui condizioni contrattuali presentano, in linea con il mercato per tale tipologia di strumenti, disposizioni che legittimano le controparti, siano esse banche o detentori di obbligazioni, a chiedere al debitore, al verificarsi di determinati eventi, l'immediato rimborso delle somme prestate.

In particolare i regolamenti dei prestiti obbligazionari prevedono:

- impegni a carico del Gruppo, tra cui, in particolare, il cd. negative pledge, in relazione al quale sussiste l'impegno del Gruppo a non creare, o permettere la creazione, né parziale né totale, di alcun vincolo sui propri beni o ricavi presenti o futuri;
- casi di inadempimento in linea con la prassi di mercato per operazioni di analoga natura. Con particolare riferimento a questi ultimi, si evidenziano, a titolo esemplificativo, inter alia:

inadempimento di obblighi derivanti da sentenze di condanna, a condizione che siano superate determinate soglie di rilevanza;

- a) operazioni di dismissione e/o di riorganizzazione societaria (ivi incluse ipotesi di scioglimento e liquidazione nonché di cessazione, integrale o per parte sostanziale, della propria attività) non rientranti tra quelle definite come consentite, nonché lo scioglimento o la liquidazione del Gruppo o delle proprie controllate definite come rilevanti; e
- b) situazioni di cambio del controllo, a fronte delle quali, in seguito alla comunicazione dell'esercizio dell'opzione put da parte degli obbligazionisti, il Gruppo dovrà rimborsare interamente (e non in parte) quanto oggetto della opzione put al valore nominale delle obbligazioni, unitamente agli interessi maturati dalla precedente data del pagamento degli interessi.

I regolamenti dei prestiti obbligazionari prevedono altresì che il Gruppo debba rispettare per l'intera durata del finanziamento, determinati indici patrimoniali-finanziari, il cui rispetto è verificato con cadenza annuale (ossia con riferimento alla data di chiusura di ciascun esercizio sociale sulla base delle risultanze del relativo bilancio consolidato). Il mancato rispetto di tali parametri potrebbe causare la sospensione del beneficio del termine e l'obbligo di rimborso anticipato degli stessi da parte del debitore.

I parametri finanziari oggetto di tali regolamenti sono principalmente riassumibili come di seguito:

- il rapporto tra Indebitamento finanziario netto ed EBITDA (superiore a 4,5x);
- il rapporto tra Indebitamento finanziario netto e RAB (superiore a 1,30 x);
- il rapporto tra Indebitamento finanziario netto e Patrimonio netto (inferiore a 1,2x);
- Il rapporto tra EBITDA e Interessi passivi (superiore a 3,3x)

In riferimento al rapporto tra indebitamento finanziario netto e RAB, si evidenzia che il parametro originariamente fissato nella misura dello 0,85 è stato:

- Con assemblea degli obbligazionisti del 18 dicembre 2018, Eliminato dal Prestito Obbligazionario di originari Euro 100.000.000 emesso in data 13 luglio 2015, quotato sul sistema multilaterale di negoziazione irlandese Global Exchange Market ("GEM").
- Con assemblea degli obbligazionisti del 7 marzo 2019, innalzato a 1,30 nel Prestito Obbligazionario di originari Euro 80.000.000 emesso in data 28 novembre 2016 e quotato sul mercato regolamentato della Borsa di Dublino, permanendo una facoltà di parziale rimborso anticipato a favore degli Obbligazionisti al superamento del rapporto di 1.

Inoltre, tali prestiti obbligazionari contengono clausole di default incrociato (c.d. clausole di cross default) del Gruppo o di società dallo stesso controllate in caso di inadempimenti per importi superiori alle soglie rispettivamente previste in ciascun regolamento.

I prestiti obbligazionari prevedono, infine, in linea con la prassi di mercato per operazioni analoghe, il rispetto da parte del Gruppo di una serie di obblighi di contenuto negativo, ovvero limitazioni alla possibilità di effettuare determinate operazioni, quali, a titolo esemplificativo:

- cessazione di una parte significativa della propria attività;

Inoltre, si riportano di seguito le specifiche limitazioni previste dal prestito obbligazionario emesso nel 2014:

- distribuzione di riserve disponibili e di utili di esercizio nei limiti del 75% degli utili annuali conseguiti e distribuibili, a condizione che, alla relativa data di distribuzione, non si sia verificato né sia pendente alcun evento che possa determinare una causa di rimborso anticipato;
- operazioni di riduzione del capitale sociale del Gruppo, salve le ipotesi obbligatorie previste ex lege; e
- operazioni straordinarie di qualsiasi natura, ivi incluse a titolo esemplificativo operazioni straordinarie sul proprio capitale, operazioni di trasformazione societaria, fusione o scissione, fatte salve operazioni consentite (quali la quotazione, le operazioni caratterizzate da investimenti istituzionali nel capitale del Gruppo che consistono nell'acquisizione temporanea, da parte di un investitore finanziario specializzato, di una quota di partecipazione al capitale del Gruppo stessa, finalizzata alla realizzazione di un guadagno in conto capitale in un arco temporale medio/lungo ovvero operazioni societarie di aumento di capitale a pagamento).

Inoltre i finanziamenti bancari in essere prevedono, tra l'altro, specifici obblighi (in taluni casi, riferibili anche a società facenti parte del Gruppo) ai sensi dei quali il Gruppo si impegna:

- a non impiegare le somme percepite in virtù del relativo contratto di finanziamento a fini diversi da quelli pattuiti;
- a non modificare in modo sostanziale la propria attività di impresa;
- a non compiere operazioni straordinarie o atti di dismissione di asset diversi da quelli espressamente consentiti (fatto salvo, ove previsto, il preventivo consenso scritto della relativa banca finanziatrice);
- a non creare, ovvero premettere la creazione di, vincoli e gravami sui propri beni, diversi dai vincoli e dai gravami espressamente consentiti (c.d. garanzia negativa); e
- a mantenere in essere tutte le autorizzazioni, permessi e licenze amministrative necessarie o opportune per permettere il regolare svolgimento dell'attività d'impresa del Gruppo;
- a non dare luogo a situazione di cambio di controllo.

Inoltre, alcuni dei contratti di finanziamento stipulati dal Gruppo prevedono altresì che il Gruppo debba rispettare per l'intera durata del finanziamento, determinati indici patrimoniali-finanziari (analoghi a quelli contenuti nei Regolamenti dei Prestiti obbligazionari precedentemente indicati), il cui rispetto è verificato, in genere, con cadenza annuale (ossia con riferimento alla data di chiusura di ciascun esercizio sociale sulla base delle risultanze del relativo bilancio consolidato o bilancio d'esercizio della società del Gruppo contraente). Il mancato rispetto di tali parametri potrebbe causare la sospensione del beneficio del termine e l'obbligo di rimborso anticipato degli stessi da parte del debitore.

I contratti di finanziamento in essere prevedono altresì una serie di eventi di default (in taluni casi, riferibili anche a società facenti parte del Gruppo), tra i quali si segnalano:

- lo stato di insolvenza, ovvero la sottoposizione a una procedura concorsuale (o analoga procedura);
- clausole c.d. di cross-default (e, in taluni casi, cross-acceleration) per importi superiori a determinate soglie di materialità;
- la realizzazione di operazioni straordinarie sul proprio capitale sociale (diverse dalla quotazione) senza il preventivo consenso scritto della relativa banca finanziatrice;
- il verificarsi di eventi che determinino una grave crisi di stabilità e/o liquidità dei mercati finanziari che rendano eccessivamente oneroso il finanziamento per la relativa banca finanziatrice; e
- l'inadempimento ad alcuno degli obblighi previsti a carico del Gruppo (ivi inclusa, la violazione di uno qualsiasi dei parametri finanziari eventualmente previsti nel relativo contratto di finanziamento), a meno che tale inadempimento, se suscettibile di essere rimediato, non venga rimediato entro il termine eventualmente concesso.

Negli esercizi 2018 e 2017 non si sono verificate violazioni nei covenants legati ai finanziamenti ed ai prestiti obbligazionari.

14. Erogazioni pubbliche ricevute

Con riferimento alle novità introdotte dalla Legge n. 124 del 4 agosto 2017 “Legge annuale per la concorrenza”, all’art. 1 co. 125-129, escludendo gli incassi percepiti a titolo di corrispettivo per forniture e servizi resi, si segnala che il Gruppo nel corso del 2018 ha incassato i seguenti contributi da Enti pubblici.

Soggetto beneficiario	Ente concedente		Tipologia di operazione	Importo
	Denominazione	Codice fiscale		
CENTRIA SRL	REGIONE TOSCANA	94200620485	Contributi conto impianti (reti distribuzione gas)	75.816
CENTRIA SRL	COMUNE DI SCANDICCI	00975370487	Contributi conto impianti (reti distribuzione gas)	30.287
CENTRIA SRL	AMM.NE PROVINCIALE SIENA	80001130527	Contributi conto impianti (reti distribuzione gas)	26.590
CENTRIA SRL	COMUNE DI ASCIANO	80002090522	Contributi conto impianti (reti distribuzione gas)	12.000
ESTRA SPA	SVILUPPO TOSCANA SPA	00566850459	Contributo su lavori di efficientamento energetico	41.000

15. Rapporti con parti correlate

Nei prospetti seguenti si riporta il dettaglio dei rapporti economici e patrimoniali intercorsi negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2018 con le parti correlate. Le parti correlate individuate sono soci, società controllate, società soggette a controllo congiunto e società collegate, direttamente o indirettamente da EstrA S.p.A.:

- Rapporti economici

Esercizio 2018

Parte correlata / Voce di bilancio	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2018								
	Ricavi da contratti con clienti	Altri ricavi e proventi	Consumi di materie prime, sussidiarie e merci	Costi per servizi	Costi per godimento beni di terzi	Costi per il personale	Altri costi operativi	Proventi finanziari	Oneri finanziari
Consiag S.p.A.	1.006	167			1.022	(251)			328
Intesa S.p.A.	408	136		1	633	(297)			
Coingas S.p.A.	80	17	30		365				37
Viva Servizi S.p.A.		14		712		69	1		
Soci	1.494	334	30	713	2.021	(479)	1		366
Edma Reti Gas S.r.l.	2.536	328	84	13.638		(133)	92		
Nuova Sirio S.r.l.	16	7							
Società sottoposte a controllo congiunto	2.552	335	84	13.638		(133)	92		
Blugas Infrastrutture S.r.l.		14						145	
Monte Urano S.r.l.		13							
A.E.S. Fano Distribuzione Gas S.r.l.	31	43		18				39	
SIG S.r.l.	64	34				(15)			
Società collegate	94	104		18		(15)		185	
Totale	4.140	773	114	14.370	2.021	(627)	93	185	366
<i>Incidenza percentuale sulla corrispondente voce di bilancio</i>	<i>0,53%</i>	<i>2,07%</i>	<i>0,02%</i>	<i>7,30%</i>	<i>14,87%</i>	<i>(1,97%)</i>	<i>0,29%</i>	<i>8,73%</i>	<i>2,38%</i>

Esercizio 2017

Parte correlata / Voce di bilancio	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2017								
	Ricavi delle vendite e prestazioni	Altri ricavi e proventi	Consumi di materie prime, sussidiarie e merci	Costi per servizi	Costi per godimento beni di terzi	Costi per il personale	Altri costi operativi	Proventi finanziari	Oneri finanziari
Consiag S.p.A.	1.083	423			1.022		5		366
Intesa S.p.A.	644	479		11	633				
Coingas S.p.A.	137	16	35		365				43
Viva Servizi S.p.A.				23					
Soci	1.864	918	35	33	2.021		5		409
Edma Reti Gas S.r.l.	562	806	14	10.394			18		
Nuova Sirio S.r.l.	24	4							
Idrogena S.r.l.	9	1							
Edma S.r.l.	776	284		2.364		12			
Società sottoposte a controllo congiunto	1.371	1.094	14	12.758		12	18		
Blugas Infrastrutture S.r.l.		14						207	
Sangro Servizi S.r.l.	76	7							
Monte Urano S.r.l.		1							
Gas Marca S.r.l.		1		27					
A.E.S. Fano Distribuzione Gas S.r.l.		34		16					
Società collegate	76	57		43				207	
Totale	3.311	2.070	49	12.834	2.021	12	23	207	409
<i>Incidenza percentuale sulla corrispondente voce di bilancio</i>	<i>0,34%</i>	<i>5,54%</i>	<i>0,01%</i>	<i>9,58%</i>	<i>15,72%</i>	<i>0,04%</i>	<i>0,07%</i>	<i>6,20%</i>	<i>2,33%</i>

- Rapporti patrimoniali**Esercizio 2018**

Parte correlata / Voce di bilancio	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2018			
	Crediti commerciali	Altre attività finanziarie non correnti	Debiti commerciali	Indebitamento finanziario corrente e non corrente
Consiag S.p.A.	1.443		256	10.000
Intesa S.p.A.	512		340	
Coingas S.p.A.	119		232	1.110
Viva Servizi S.p.A.	652		1.206	
Soci	2.726		2.034	11.110
Edma Reti Gas S.r.l.	6.630		4.259	
Nuova Sirio S.r.l.	57	150		
Società sottoposte a controllo congiunto	6.687	150	4.259	
Monte Urano S.r.l.	26			
Blugas Infrastrutture S.r.l.	984	4.153		
A.E.S. Fano Distribuzione Gas S.r.l.	112	784	2	
SIG S.r.l.	52			
Società collegate	1.175	4.937	2	
Totale	10.587	5.087	6.295	11.110
<i>Incidenza percentuale sulla corrispondente voce di bilancio</i>	<i>3,01%</i>	<i>39,83%</i>	<i>2,51%</i>	<i>0,23%</i>

Esercizio 2017

Parte correlata / Voce di bilancio	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2017			Indebitamento finanziario corrente e non corrente
	Crediti commerciali	Altre attività finanziarie non correnti	Debiti commerciali	
Consiag S.p.A.	1.333			11.250
Intesa S.p.A.	599		391	
Coingas S.p.A.	44		50	1.295
Viva Servizi S.p.A.	75		2.376	
Soci	2.051		2.817	12.545
Edma Reti Gas S.r.l.	10.219		2.342	
Nuova Sirio S.r.l.	34	150		
Idrogena S.r.l.	34	257		
Società sottoposte a controllo congiunto	10.287	407	2.342	
Monte Urano S.r.l.	1			
Blugas Infrastrutture S.r.l.	839	4.153		
A.E.S. Fano Distribuzione Gas S.r.l.	961		2	
Casole Energia S.r.l.	79			
Sangro Servizi S.r.l.	84			
Gas Marca S.r.l.	1		5	
Società collegate	1.964	4.153	7	
Totale	14.303	4.560	5.165	12.545
<i>Incidenza percentuale sulla corrispondente voce di bilancio</i>	<i>4,86%</i>	<i>47,70%</i>	<i>2,46%</i>	<i>2,88%</i>

Descrizione delle principali operazioni con parti correlate

Le principali transazioni poste in essere con parti correlate sono effettuate secondo i medesimi criteri e sono relative ad operazioni con i Soci, con società a controllo congiunto e società collegate e vengono di seguito riepilogate:

Principali operazioni con i Soci

- Contratti di servizio in essere con i soci Consiag S.p.A., Coingas S.p.A. ed Intesa S.p.A. (i “**Contratti di servizio**”);
- Riaddebito di costi per personale comandato da società del Gruppo Estra ai soci Consiag S.p.A. ed Intesa S.p.A.;
- Contratti di affitto passivo per locazione delle sedi aziendali di Prato, Arezzo e Siena del gruppo ESTRA, rispettivamente dai Soci Consiag S.p.A., Coingas S.p.A. ed Intesa S.p.A. (i “**Contratti di affitto**”);
- Contratti di finanziamento in essere con i Soci Consiag S.p.A. e Coingas S.p.A. (i “**Contratti di finanziamento**”);
- Contratto di vendita di energia elettrica al socio Intesa S.p.A. per i consumi degli impianti di pubblica illuminazione di cui Intesa S.p.A è gestore affidatario da parte dei Comuni.

Principali operazioni con società sottoposte a controllo congiunto

- Contratti di servizio da società del Gruppo Estra a EDMA Reti Gas;
- Costi per servizi di distribuzione gas da EDMA Reti Gas alle società del Gruppo Estra Energie e Prometeo.

Principali operazioni con società collegate

- Contratti di finanziamento a medio lungo termine volti a supportare le attività operative e gli investimenti delle società collegate. Per maggiori dettagli si rinvia alla nota di commento alla voce attività finanziarie non correnti.

In particolare, i “**Contratti di servizio**” disciplinano la prestazione in via continuativa da parte di ESTRA di alcuni servizi complessivamente qualificabili come servizi amministrativi e tecnici per i Soci e per alcune partecipate dei soci stessi. Nello specifico alcuni dei servizi prestati sono relativi a Amministrazione e Bilancio, Finanza, Affari legali e societari, sistemi informativi e attività di segreteria, protocollo e archivio.

I contratti hanno durata annuale e sono soggetti a tacito rinnovo di pari durata; i corrispettivi sono determinati sulla base di valori di mercato in ottemperanza a quanto previsto dalla normativa di Contabilità Regolatoria disciplinata da AEEGSI.

Nell'erogazione dei servizi, ESTRA si obbliga a eseguire le prestazioni scaturenti dal contratto in conformità agli standard e alle norme dettate dalle procedure aziendali e dalla prassi, ai metodi e alle procedure di legge ed al livello di competenza, diligenza, prudenza e precauzione richiesto a un soggetto esperto e competente impegnato a eseguire prestazioni simili in circostanze e condizioni analoghe. I contratti prevedono un obbligo per le parti alla reciproca collaborazione, nel rispetto dei criteri di correttezza e buona fede, ed a coordinarsi al fine di garantire la qualità, l'efficienza e l'economicità dei servizi. I corrispettivi complessivi riconosciuti dai soci per l'esercizio 2018 ammontano ad euro 1.088 migliaia.

I **“Contratti di affitto”** disciplinano le locazioni passive delle sedi aziendali di Prato, Arezzo e Siena del gruppo ESTRA, rispettivamente dai Soci Consiag S.p.A., Coingas S.p.A. ed Intesa S.p.A.. I contratti hanno durata di sei anni, rinnovabili tacitamente per ulteriori sei. Per tutti i contratti i primi sei anni sono terminati al 31 dicembre 2017. I corrispettivi complessivi riconosciuti ai soci per l'esercizio 2018 ammontano ad euro 2.021 migliaia. I corrispettivi sono soggetti a revisione annuale in ragione del 75% della variazione dell'indice ISTAT del costo della vita verificatosi nell'anno precedente.

I **“Contratti di finanziamento”** fanno riferimento a due finanziamenti in essere tra ESTRA e i Soci Consiag S.p.A. e Coingas S.p.A. aventi le seguenti caratteristiche:

- Contratto di finanziamento in essere con il Socio Consiag S.p.A. di originari Euro 15.000.000 rimborsabile in 24 rate semestrali a partire dal 30 giugno 2015, con quote capitale costanti al tasso annuale del 3% e debito residuo al 31 dicembre 2018 pari ad Euro 10.000 migliaia;
- Contratto di finanziamento erogato dal Socio Coingas S.p.A. di originari Euro 1.850.000, rimborsabile in 20 rate semestrali a partire dal 30 giugno 2015, con quote capitale costanti al tasso annuale del 3% e debito residuo al 31 dicembre 2018 pari ad Euro 1.110 migliaia.

Estra è libera in ogni tempo di estinguere, totalmente o parzialmente, il proprio debito attraverso versamenti ulteriori rispetto alle rate semestrali, senza che siano addebitate penali di alcun tipo.

Costituisce ritardato pagamento quello effettuato tra il quarto e il centottantesimo giorno dalla scadenza della rata. Dopo il centottantesimo giorno subentra il “mancato pagamento” e così anche una sola rata che superi tale ritardo costituisce facoltà per il creditore di richiedere il rimborso immediato dell'intero debito.

In caso di ritardo nel pagamento della rata, verranno applicati gli interessi di mora pari al 4% oltre al tasso pattuito del 3% per il rimborso, o se inferiore il tasso di mora commerciale.

- **Dirigenti con responsabilità strategica**

L'ammontare complessivo dei compensi corrisposti a qualsiasi titolo e sotto qualsiasi forma nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2018 dal Gruppo Estra a favore dei Dirigenti Strategici è pari a Euro 765 migliaia, incluso il Direttore Generale Paolo Abati, dirigente strategico oltre che membro del Consiglio di Amministrazione.

16. Compensi agli amministratori, ai sindaci e alla società di revisione

Nella tabella seguente sono riportati i compensi agli Amministratori, ai Sindaci e alla Società di Revisione per l'esercizio 2018 e 2017.

Beneficiari	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2018			Esercizio chiuso al 31 dicembre 2017		
	Presso la capogruppo	Presso le altre società del gruppo	Totale	Presso la capogruppo	Presso le altre società del gruppo	Totale
Amministratori	363	315	678	306	435	741
Collegio Sindacale	178	319	497	133	291	424
Società di revisione	113	224	337	110	233	343

Di seguito è riportato il prospetto dei corrispettivi di competenza dell'esercizio 2018 riconosciuti alla Società di revisione legale e alle entità appartenenti alla sua rete, inclusi gli "altri servizi" forniti ad Estra Spa e alle società controllate dalla Società di revisione legale, EY S.p.A. e dai soggetti appartenenti alla sua rete. Alla EY S.p.A. non sono stati attribuiti incarichi non consentiti ai sensi delle normative applicabili.

Tipologia del servizio	Soggetto che ha erogato il servizio	Destinatario	Compensi 2018 (Euro migliaia)
Revisione legale dei conti	Revisore della capogruppo	Società capogruppo	75
		Società controllate	161
Servizi di attestazione (1)	Revisore della capogruppo	Società capogruppo	687
		Società controllate	23
Altri servizi	Revisore della capogruppo	Società capogruppo	20
	Rete del revisore della capogruppo (2)	Società capogruppo	-

(1) I servizi di attestazione fanno riferimento alla revisione sui prospetti redatti per le finalità della Delibera n. 137 del 24 marzo 2016, dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ex AEEGSI) resi alla Capogruppo ed alle società controllate ed alla revisione limitata della Dichiarazione non Finanziaria resa alla Capogruppo e alle attività rese nell'avviato processo di quotazione al Mercato Telematico Azionario.

(2) Si tratta di quota maturata al 31 dicembre 2018.

17. Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Successivamente alla chiusura dell'esercizio si evidenzia:

- L'acquisizione, in data 01 aprile 2019, del 100% delle quote sociali di **Murgia S.r.l.**, società neocostituita da Zi Rete Gas cui è stato conferito il ramo d'azienda dell'ATEM Bari 2 relativo alle concessioni per il servizio di distribuzione nei Comuni di Conversano, Putignano, Rutigliano, Triggiano e Valenzano ed il ramo d'azienda dell'ATEM Foggia 1 relativo alle concessioni per il servizio di distribuzione nei Comuni di Chieuti, Lesina, San Severo, Serracapriola e Torremaggiore.

L'acquisizione è avvenuta a seguito dell'aggiudicazione da parte del Gruppo, per il tramite di Centria S.r.l. della procedura dismissiva indetta da Zi Rete Gas in data 29 marzo 2018.

L'acquisizione è avvenuta ad un corrispettivo complessivo di Euro 42 milioni (soggetto a conguaglio).

Attraverso l'operazione, il Gruppo Estra gestirà circa 544 km di rete distributiva (302 km relativi a Bari 2 e 242 km a Foggia 1), per un numero complessivo di Punti di Riconsegna (PdR) di circa 66 mila.

- L'acquisizione dell'88% di Ecolat S.r.l., partecipata da Estra al 12% al 31 dicembre 2018. La società, oltre che titolare di una partecipazione in SEI Toscana S.r.l., è proprietaria di un impianto di selezione e valorizzazione dei rifiuti provenienti dalla raccolta differenziata nelle province di Grosseto, Arezzo, Prato e Firenze e gestore nella stessa area del Centro di raccolta del Comune di Grosseto e di una piattaforma di stoccaggio di rifiuti recuperabili urbani. L'acquisizione è avvenuta nel mese di febbraio 2019 tramite cessione da parte di ETH S.r.l. al prezzo di 6.380 migliaia.

Prato, 17 aprile 2019

p. il Consiglio di Amministrazione
Il presidente del Consiglio di Amministrazione
Francesco Macrì



E.S.TR.A. S.p.A.

Bilancio consolidato al 31 dicembre 2018

**Relazione della società di revisione indipendente
ai sensi dell'art. 14 del D. Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39 e
dell'art. 10 del Regolamento (UE) n. 537/2014**

Relazione della società di revisione indipendente ai sensi dell'art. 14 del D. Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39 e dell'art. 10 del Regolamento (UE) n. 537/2014

Agli azionisti della
E.S.T.R.A. S.p.A.

Relazione sulla revisione contabile del bilancio consolidato

Giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato del Gruppo E.S.T.R.A. (il Gruppo), costituito dal prospetto della situazione patrimoniale-finanziaria consolidata al 31 dicembre 2018, dal prospetto consolidato di conto economico, dal prospetto consolidato delle altre componenti di conto economico complessivo, dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato, dal rendiconto finanziario consolidato per l'esercizio chiuso a tale data e dalle note al bilancio consolidato che includono anche la sintesi dei più significativi principi contabili applicati.

A nostro giudizio, il bilancio consolidato fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria del Gruppo al 31 dicembre 2018, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data, in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D. Lgs. 28 febbraio 2005, n. 38.

Elementi alla base del giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia). Le nostre responsabilità ai sensi di tali principi sono ulteriormente descritte nella sezione *Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio consolidato* della presente relazione. Siamo indipendenti rispetto alla E.S.T.R.A. S.p.A. in conformità alle norme e ai principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano alla revisione contabile del bilancio. Riteniamo di aver acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio.

Aspetti chiave della revisione contabile

Gli aspetti chiave della revisione contabile sono quegli aspetti che, secondo il nostro giudizio professionale, sono stati maggiormente significativi nell'ambito della revisione contabile del bilancio consolidato dell'esercizio in esame. Tali aspetti sono stati da noi affrontati nell'ambito della revisione contabile e nella formazione del nostro giudizio sul bilancio consolidato nel suo complesso; pertanto su tali aspetti non esprimiamo un giudizio separato.

Abbiamo identificato i seguenti aspetti chiave della revisione contabile:

Aspetti chiave

Risposte di revisione

Riconoscimento dei ricavi maturati per vendita di gas e energia elettrica e dei crediti per fatture da emettere

I ricavi delle vendite comprendono la stima dei ricavi maturati relativi al gas e all'energia elettrica consumati dai clienti e non ancora fatturati al 31 dicembre 2018, oltre ai ricavi maturati e già fatturati ai clienti, in base a prefissati calendari di lettura del consumo, effettivo o stimato, nel corso dell'anno. La stima dei ricavi maturati e non ancora fatturati è contabilizzata nei crediti verso clienti, come stanziamento per fatture da emettere, che includono anche il residuo di stanziamenti riferiti ad esercizi precedenti.

Il riconoscimento dei ricavi maturati ma non ancora fatturati implica processi e modalità di valutazione e determinazione delle stime basati su assunzioni a volte complesse. Infatti, i metodi utilizzati dal Gruppo per stimare i consumi tra la data dell'ultima lettura di ciascun cliente e il 31 dicembre, e quindi per valorizzare i ricavi maturati, si basano su assunzioni ed algoritmi di calcolo articolati, che interessano una combinazione di dati estratti dai sistemi informativi gestionali e di dati extracontabili. In particolare, la stima dei ricavi maturati, ma non ancora fatturati è determinata quale differenza tra i consumi già fatturati ai clienti entro la fine dell'esercizio e le quantità di gas e energia elettrica immesse nella rete di distribuzione, al netto della stima delle eventuali perdite di rete, tenuto conto dei dati resi disponibili a fine esercizio dai trasportatori, soggetti a potenziali revisioni in esercizi successivi, come previsto dalla normativa di riferimento. Tale differenza è valorizzata, a seconda della tipologia di clientela, sulla base dell'incidenza dei rispettivi volumi già fatturati e della relativa tariffa media, in vigore nel corso dell'esercizio.

In considerazione della complessità della stima dei ricavi maturati ma non ancora fatturati, abbiamo ritenuto che tale tematica rappresenti un aspetto chiave della revisione.

Il paragrafo "Stime contabili significative" del bilancio consolidato al 31 dicembre 2018 riporta l'informativa sui principi di rilevazione dei ricavi per vendita di gas e energia elettrica adottati dal Gruppo.

Le nostre procedure di revisione in risposta all'aspetto chiave hanno riguardato, fra l'altro:

- l'analisi della procedura e dei controlli chiave, compresi quelli relativi ai presidi informatici, posti in essere dalle principali società del Gruppo in merito alla rilevazione dei ricavi per vendita di gas e energia elettrica ed esecuzione di sondaggi di conformità sui controlli chiave, tra i quali le verifiche sui consumi effettivi e stimati fatturati ai clienti;
- le procedure di validità su un campione dei dati utilizzati dalla Direzione per determinare i ricavi maturati, ma non ancora fatturati, incluso il riscontro delle informazioni rese disponibili dai trasportatori sui volumi immessi nella rete di distribuzione, dei dati estratti dai sistemi informativi e la verifica dei calcoli;
- l'analisi critica delle assunzioni utilizzate dalla Direzione anche rispetto all'esercizio precedente;
- il confronto della stima degli esercizi precedenti con i dati successivamente consuntivati e l'analisi degli scostamenti al fine di supportare l'attendibilità del processo di stima attuale.

Infine, abbiamo esaminato l'informativa fornita nelle note illustrative del bilancio.

Operazioni di aggregazione aziendale

Nel corso dell'esercizio 2018, il Gruppo ha concluso l'acquisizione del 100% di Metania S.r.l. per euro 15,3 milioni e di Melfi Reti Gas S.r.l. per euro 9 milioni, nonché del residuo 51% di Gas Marca S.r.l. per euro 6,7 milioni.

Al 31 dicembre 2018 la Direzione ha completato il processo di allocazione del prezzo di acquisto alle attività, passività e passività potenziali rilevando attività immateriali riferite a liste clienti per euro 15,4 milioni e a reti di distribuzione per euro 1,6 milioni, nonché ad avviamento per euro 17,4 milioni.

I processi e le modalità di contabilizzazione delle operazioni di acquisizione sono basate su assunzioni a volte complesse, che per loro natura implicano il ricorso al giudizio della Direzione, con particolare riferimento all'allocazione del prezzo di acquisto al fair value delle attività acquisite e delle passività assunte, all'allineamento dei principi contabili delle società acquisite a quelli del Gruppo, nonché alla determinazione dei risultati dalla data dell'acquisizione del controllo ai fini della loro inclusione nel bilancio consolidato di Gruppo.

In considerazione della rilevanza dell'importo delle acquisizioni, del giudizio richiesto e della complessità delle assunzioni utilizzate nell'identificazione delle attività immateriali acquisite, nell'allocazione del prezzo di acquisto al fair value delle attività acquisite e alle passività assunte, abbiamo ritenuto che tale tematica rappresenti un aspetto chiave della revisione.

Il paragrafo "Aggregazioni e cessioni aziendali, ed acquisizioni e cessioni di interessenze di minoranza - Esercizio 2018" del bilancio consolidato al 31 dicembre 2018 riporta l'informativa sulle caratteristiche delle suddette operazioni e dei relativi effetti contabili.

Le nostre procedure di revisione in risposta all'aspetto chiave hanno riguardato, fra l'altro:

- l'analisi degli accordi stipulati fra le parti al fine di comprenderne i termini e le condizioni chiave;
- l'identificazione e la verifica della stima del fair value delle attività acquisite e passività assunte alla data dell'acquisizione;
- l'analisi delle relazioni degli esperti della Direzione che hanno assistito il Gruppo nella determinazione dei fair value, nonché la valutazione della loro competenza, capacità e obiettività;
- l'analisi delle previsioni economico finanziarie delle entità acquisite, nonché la verifica della ragionevolezza delle assunzioni valutative utilizzate, quali il tasso di abbandono della clientela, i tassi di crescita di lungo periodo e i tassi di attualizzazione, avvalendoci, anche, dell'ausilio di nostri esperti in tecniche di valutazione;
- la verifica della correttezza metodologica e aritmetica del processo di allocazione;
- la verifica del trattamento contabile adottato nel bilancio consolidato di E.S.T.R.A. S.p.A..

Infine, abbiamo esaminato l'informativa fornita nelle note illustrative del bilancio.

Responsabilità degli amministratori e del collegio sindacale per il bilancio consolidato

Gli amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio consolidato che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D. Lgs. 28 febbraio 2005, n. 38 e, nei termini previsti dalla legge, per quella parte del controllo interno dagli stessi ritenuta necessaria per consentire la redazione di un bilancio che non contenga errori significativi dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali.

Gli amministratori sono responsabili per la valutazione della capacità del Gruppo di continuare ad operare come un'entità in funzionamento e, nella redazione del bilancio consolidato, per l'appropriatezza dell'utilizzo del presupposto della continuità aziendale, nonché per una adeguata informativa in materia. Gli amministratori utilizzano il presupposto della continuità aziendale nella redazione del bilancio consolidato a meno che abbiano valutato che sussistono le condizioni per la liquidazione della capogruppo E.S.T.R.A. S.p.A. o per l'interruzione dell'attività o non abbiano alternative realistiche a tali scelte.

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

Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio consolidato

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

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

- abbiamo identificato e valutato i rischi di errori significativi nel bilancio consolidato, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali; abbiamo definito e svolto procedure di revisione in risposta a tali rischi; abbiamo acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio. Il rischio di non individuare un errore significativo dovuto a frodi è più elevato rispetto al rischio di non individuare un errore significativo derivante da comportamenti od eventi non intenzionali, poiché la frode può implicare l'esistenza di collusioni, falsificazioni, omissioni intenzionali, rappresentazioni fuorvianti o forzature del controllo interno;
- abbiamo acquisito una comprensione del controllo interno rilevante ai fini della revisione contabile allo scopo di definire procedure di revisione appropriate nelle circostanze, e non per esprimere un giudizio sull'efficacia del controllo interno del Gruppo;
- abbiamo valutato l'appropriatezza dei principi contabili utilizzati nonché la ragionevolezza delle stime contabili effettuate dagli amministratori e della relativa informativa;
- siamo giunti ad una conclusione sull'appropriatezza dell'utilizzo da parte degli amministratori del presupposto della continuità aziendale e, in base agli elementi probativi acquisiti, sull'eventuale esistenza di una incertezza significativa riguardo a eventi o circostanze che possono far sorgere

dubbi significativi sulla capacità del Gruppo di continuare ad operare come un'entità in funzionamento. In presenza di un'incertezza significativa, siamo tenuti a richiamare l'attenzione nella relazione di revisione sulla relativa informativa di bilancio ovvero, qualora tale informativa sia inadeguata, a riflettere tale circostanza nella formulazione del nostro giudizio. Le nostre conclusioni sono basate sugli elementi probativi acquisiti fino alla data della presente relazione. Tuttavia, eventi o circostanze successivi possono comportare che il Gruppo cessi di operare come un'entità in funzionamento;

- abbiamo valutato la presentazione, la struttura e il contenuto del bilancio consolidato nel suo complesso, inclusa l'informativa, e se il bilancio consolidato rappresenti le operazioni e gli eventi sottostanti in modo da fornire una corretta rappresentazione;
- abbiamo acquisito elementi probativi sufficienti e appropriati sulle informazioni finanziarie delle imprese o delle differenti attività economiche svolte all'interno del Gruppo per esprimere un giudizio sul bilancio consolidato. Siamo responsabili della direzione, della supervisione e dello svolgimento dell'incarico di revisione contabile del Gruppo. Siamo gli unici responsabili del giudizio di revisione sul bilancio consolidato.

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

Abbiamo fornito ai responsabili delle attività di governance anche una dichiarazione sul fatto che abbiamo rispettato le norme e i principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano e abbiamo comunicato loro ogni situazione che possa ragionevolmente avere un effetto sulla nostra indipendenza e, ove applicabile, le relative misure di salvaguardia.

Tra gli aspetti comunicati ai responsabili delle attività di governance, abbiamo identificato quelli che sono stati più rilevanti nell'ambito della revisione contabile del bilancio dell'esercizio in esame, che hanno costituito quindi gli aspetti chiave della revisione. Abbiamo descritto tali aspetti nella relazione di revisione.

Altre informazioni comunicate ai sensi dell'art. 10 del Regolamento (UE) n. 537/2014

L'assemblea degli azionisti della E.S.T.R.A. S.p.A. ci ha conferito in data 12 gennaio 2017 l'incarico di revisione legale del bilancio d'esercizio e consolidato della Società per gli esercizi con chiusura dal 31 dicembre 2016 al 31 dicembre 2024.

Dichiariamo che non sono stati prestati servizi diversi dalla revisione contabile vietati ai sensi dell'art. 5, par. 1, del Regolamento (UE) n. 537/2014 e che siamo rimasti indipendenti rispetto alla Società nell'esecuzione della revisione legale.

Confermiamo che il giudizio sul bilancio consolidato espresso nella presente relazione è in linea con quanto indicato nella relazione aggiuntiva destinata al collegio sindacale, nella sua funzione di comitato per il controllo interno e la revisione contabile, predisposta ai sensi dell'art. 11 del citato Regolamento.

Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari

Giudizio ai sensi dell'art. 14, comma 2, lettera e), del D. Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39 e dell'art. 123-bis, comma 4, del D. Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58

Gli amministratori della E.S.T.R.A. S.p.A. sono responsabili per la predisposizione della relazione sulla gestione e della specifica sezione sul governo societario di cui al comma 2, lettera b) dell'art. 123-bis del D. Lgs. 24 febbraio 1998 n. 58 del Gruppo E.S.T.R.A. al 31 dicembre 2018, incluse la loro coerenza con il relativo bilancio consolidato e la loro conformità alle norme di legge.

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) n. 720B al fine di esprimere un giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione e della specifica sezione sul governo societario e gli assetti proprietari di cui al comma 2, lettera b) dell'art. 123-bis, comma 4, del D. Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58, con il bilancio consolidato del Gruppo E.S.T.R.A. al 31 dicembre 2018 e sulla conformità delle stesse alle norme di legge, nonché di rilasciare una dichiarazione su eventuali errori significativi.

A nostro giudizio, la relazione sulla gestione e la specifica sezione sul governo societario sopra richiamate sono coerenti con il bilancio consolidato del Gruppo E.S.T.R.A. al 31 dicembre 2018 e sono redatte in conformità alle norme di legge.

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


Dichiarazione ai sensi dell'art. 4 del Regolamento Consob di attuazione del D. Lgs. 30 dicembre 2016, n. 254

Gli amministratori della E.S.T.R.A. S.p.A. sono responsabili per la predisposizione della dichiarazione non finanziaria ai sensi del D. Lgs. 30 dicembre 2016, n. 254. Abbiamo verificato l'avvenuta approvazione da parte degli amministratori della dichiarazione consolidata di carattere non finanziario relativa all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2018.

Ai sensi dell'art. 3, comma 10, del D. Lgs. 30 dicembre 2016, n. 254, tale dichiarazione è oggetto di separata attestazione di conformità da parte nostra.

Firenze, 4 maggio 2019

EY S.p.A.



Beatrice Amaturò
(Socio)