

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

Sede legale in Via Ugo Panziera, 16 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 2020**

ORGANI SOCIALI

Consiglio di amministrazione

Presidente Francesco Macrì
Amministratore delegato Alessandro Piazzini
Direttore Generale Paolo Abati
Consigliere Anna Scrosta
Consigliere Roberta De Francesco

Collegio Sindacale

Rita Pelagotti (*Presidente*)
Alessandro Mannelli
Michele Pietrucci

Società di revisione

EY S.p.A.

1.	SINTESI DELL'ESERCIZIO	3
2.	STRUTTURA DEL GRUPPO	4
3.	EVENTI DI RILIEVO DELL'ESERCIZIO 2020	5
4.	EMERGENZA EPIDEMIOLOGICA DA COVID-19	9
5.	SCENARIO DI MERCATO.....	10
6.	INDICATORI ALTERNATIVI DI PERFORMANCE	21
7.	ANDAMENTO DELLA GESTIONE – DATI ECONOMICI.....	24
8.	ANDAMENTO DELLA GESTIONE – SITUAZIONE PATRIMONIALE-FINANZIARIA	29
9.	ANDAMENTO DELLA GESTIONE – ANALISI PER STRATEGIC BUSINESS UNIT (SBU)	31
10.	RAPPORTI CON PARTI CORRELATE.....	33
11.	RICONCILIAZIONE TRA IL RISULTATO DEL PERIODO ED IL PATRIMONIO NETTI DI GRUPPO CON GLI ANALOGHI VALORI DELLA CAPOGRUPPO.....	35
12.	FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DELL'ESERCIZIO	36
13.	EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE	36
14.	NORMATIVA DI SETTORE.....	36
15.	RISCHI ED INCERTEZZE	44
16.	USO DI STRUMENTI FINANZIARI	51
17.	DICHIARAZIONE NON FINANZIARIA.....	52
18.	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)	52
19.	ORGANIZZAZIONE SISTEMI INFORMATIVI	53
20.	PERSONALE E FORMAZIONE.....	53
21.	QUALITÀ, AMBIENTE E SICUREZZA.....	54
22.	RICERCA E SVILUPPO.....	56
23.	ALTRE INFORMAZIONI	56

1. SINTESI DELL'ESERCIZIO

Nonostante il contesto di mercato complicato dall'emergenza epidemiologica da COVID-19, nell'esercizio 2020 il Gruppo Estra ha conseguito risultati gestionali molto solidi ed in significativa crescita rispetto all'esercizio 2019.

La diversificazione del portafoglio di business del Gruppo, caratterizzato da un bilanciamento tra attività a libero mercato e attività regolate, è stato un primo elemento che ha consentito di ridurre gli impatti economici, essendo le attività regolate non influenzate nel breve periodo dai fenomeni di mercato collegati alla pandemia.

Al contenimento degli impatti economici hanno poi contribuito la diversificazione per settore di attività del portafoglio di clientela industriale di vendita di gas naturale e di energia elettrica, il pronto adeguamento operativo ed organizzativo attuato dalle società del Gruppo al mutato contesto e le azioni intraprese per il contenimento di costi al fine di limitare gli impatti economico-finanziari della crisi, dimostrando grande capacità di resilienza del Gruppo.

Anche grazie al contributo di componenti di reddito straordinarie, per le quali si rinvia al paragrafo sui dati economici dell'andamento della gestione, l'esercizio 2020 chiude con un utile netto ("reported") di 70, 3 milioni di euro, rispetto a 17,5 milioni di euro dell'esercizio precedente. Escludendo tali effetti non ricorrenti, l'esercizio 2020 evidenzia comunque una performance decisamente migliore, con un utile netto ("adjusted") che passa da 11,0 milioni di euro del 2019 a 24,6 milioni di euro del 2020.

Al miglioramento dei risultati hanno contribuito le migliori performance di tutti i settori di attività del Gruppo ed, in particolare, del settore della vendita di gas naturale ed energia elettrica, che aveva registrato nel primo semestre 2019 una importante contrazione della marginalità, poi parzialmente recuperata nella seconda parte dell'anno.

Rinviando al proseguo della relazione per una disamina più approfondita, si evidenzia che, nonostante il Gruppo abbia conseguito nell'esercizio 2020 ricavi adjusted in calo di 225,1 milioni di Euro rispetto al 2019 (principalmente per effetto del calo del prezzo del gas naturale e dell'energia elettrica, dei minori volumi di gas venduti al PSV per attività di bilanciamento e dei minori volumi di gas naturale somministrati ai clienti industriali, tipicamente a ridotta marginalità), l'esercizio 2020 chiude con un forte incremento del margine operativo lordo adjusted (EBITDA adjusted), pari a 106,7 milioni di Euro in aumento di 19,7 milioni (+23%) in confronto all'esercizio 2019 (87,0 milioni di Euro).

Il risultato operativo netto adjusted (EBIT adjusted) si è attestato a 45,5 milioni di Euro, in aumento di 14,6 milioni di Euro rispetto al 2019 (30,9 milioni di Euro), dopo maggiori ammortamenti ed accantonamenti per 5,1 milioni di Euro.

L'utile netto di esercizio adjusted è pari a 24,6 milioni di Euro in aumento di 12,7 milioni di Euro in confronto al 2019, con una gestione finanziaria in miglioramento rispetto al 2019 per 2,1 milioni di euro e maggiori imposte sul reddito per Euro 4 milioni di Euro.

Il patrimonio netto del Gruppo al 31 dicembre 2020 si è attestato a 392,4 milioni di Euro (322,6 milioni di Euro al 31 dicembre 2019), con un'incidenza del patrimonio netto sul capitale raccolto è stata pari al 57,4% in aumento rispetto al 51,5% del 2019.

L'indebitamento finanziario netto a fine esercizio è pari a 291,4 milioni di Euro, in miglioramento rispetto al 31 dicembre 2019 (Euro 304,2 milioni) principalmente per più contenuta attività di investimento dell'esercizio.

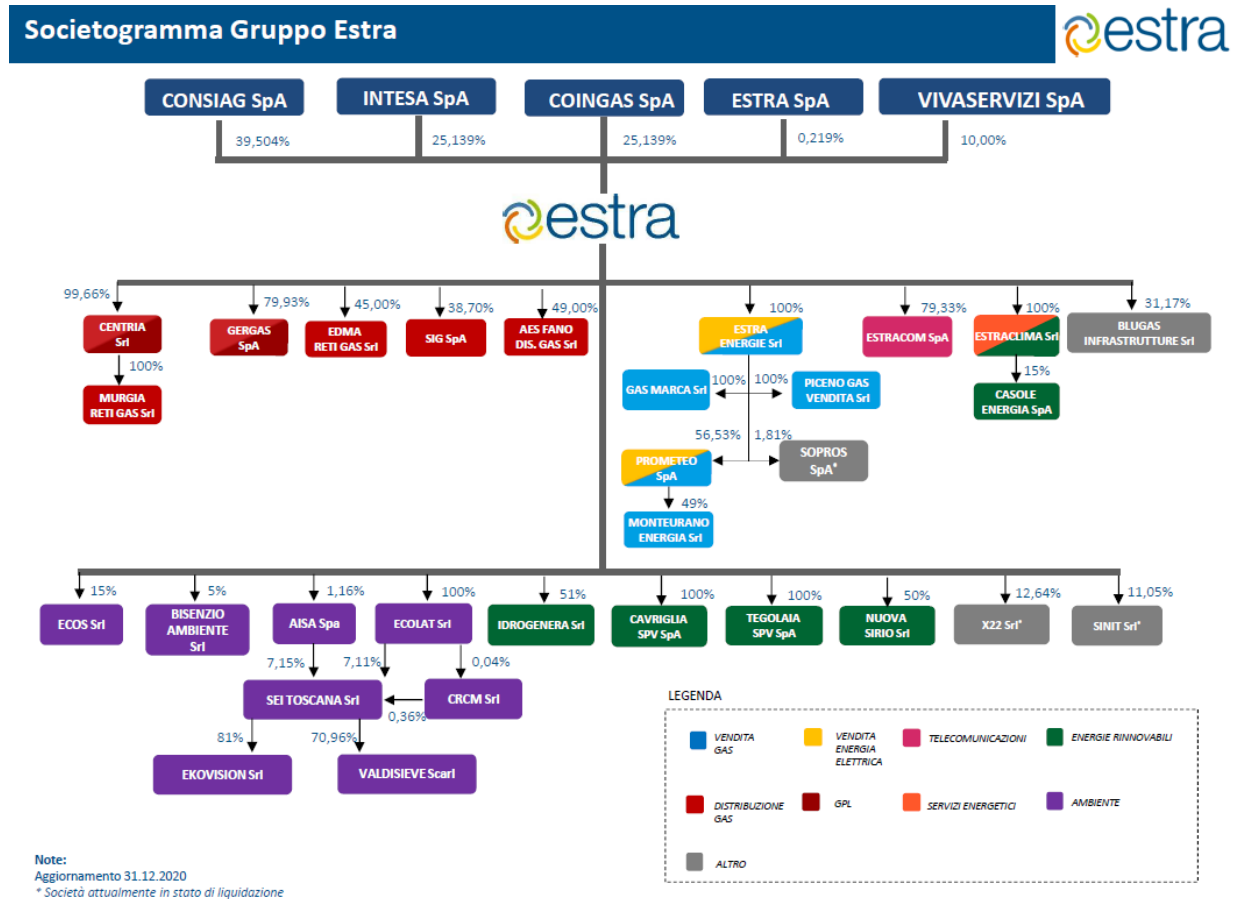
In continuità con l'approccio strategico adottato negli ultimi esercizi, nell'esercizio 2020 il Gruppo ha proseguito nel suo impegno costante di generare valore e crescita nel medio e lungo termine in tutti i campi di attività, concentrandosi su obiettivi di miglioramento delle proprie performance operative e sul consolidamento della propria presenza nei settori di interesse, con politiche di sviluppo organico e con operazioni industriali.

Con riferimento allo stato di emergenza in atto in Italia per la diffusione del virus COVID-19 ed alle conseguenti misure adottate dai competenti Organi Governativi, il Consiglio di Amministrazione di Estra tiene costantemente monitorata l'evoluzione della situazione. Si rinvia all'apposito paragrafo della relazione

per i principali presidi messi in atto per garantire la continuità operativa e lo svolgersi delle attività lavorative nel rispetto della tutela dei propri dipendenti e per considerazioni sui possibili effetti sulla situazione economico e finanziaria del Gruppo.

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.



Note:

- (1) Estra Energie detiene lo 0,072% della Banca Popolare delle Province Molisane Scarl
- (2) Ecolat detiene una partecipazione nel consorzio Cons.Eco
- (3) Società attualmente in stato di liquidazione
- (4) La quota dichiarata da Ecolat è pari a 11,27%

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, gestione IT) 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, selezione e stoccaggio di rifiuti.

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, selezione e stoccaggio di rifiuti.

Il Gruppo Estra opera, attraverso società controllate, in joint venture e collegate, prevalentemente in Toscana, Umbria, Marche, Abruzzo, Molise, Puglia, Campania, Calabria e Sicilia operando su base nazionale nella vendita di gas naturale ed energia elettrica.

3. EVENTI DI RILIEVO DELL'ESERCIZIO 2020

Nell'ambito della strategia di investimento nel settore ambientale anche in ottica di diversificazione del proprio portafoglio di business, si segnalano le seguenti iniziative di sviluppo intraprese.

3.1 ACCORDO DI INVESTIMENTO PER L'ACQUISIZIONE DI BISENZIO AMBIENTE S.R.L.

Il 30 marzo 2020, Estra S.p.A., Consiag S.p.A. (socio al 39,504% di Estra S.p.A.) e Cipeco S.r.l. hanno sottoscritto un accordo di investimento che prevede l'esecuzione di una serie di operazioni societarie volte alla progressiva acquisizione, congiuntamente da parte di Estra S.p.A. e Consiag S.p.A., del 100% delle quote societarie di Bisenzio Ambiente S.r.l., interamente possedute da Cipeco S.r.l..

La società Bisenzio Ambiente S.r.l. ha per oggetto in particolare la gestione di impianti di stoccaggio e trattamento chimico, fisico e biologico di rifiuti speciali pericolosi e non pericolosi liquidi e titolare, a seguito di conferimento effettuato da Cipeco S.r.l. di una Autorizzazione Integrata Ambientale (A.I.A.) e di un impianto per l'esercizio dell'attività di trattamento rifiuti speciali liquidi pericolosi e non pericolosi, in fase di avvio.

Il prezzo per l'acquisizione per il 100% delle quote societarie, soggetto a clausole di revisione in funzione dei ricavi conseguiti dalla società nei primi 36 o 48 mesi di attività, è pari ad un importo massimo di circa Euro 10.078 migliaia, oltre al subentro da parte dell'acquirente nel finanziamento erogato dal venditore di circa Euro 7,7 milioni.

L'accordo di investimento prevede per Estra S.p.A. l'ingresso nella compagine societaria di Bisenzio Ambiente al 5% nel corso dell'esercizio 2020 ed il successivo acquisto del controllo societario nel corso dell'esercizio 2021.

In esecuzione all'accordo sottoscritto, in data 30 marzo 2020, Estra ha acquisito il 5% di Bisenzio Ambiente mediante sottoscrizione di un aumento di capitale sociale deliberato in sede assembleare in data 22/4/2020 dal socio Cipeco a favore di terzi di Euro 39 migliaia e contestuale erogazione di un finanziamento di Euro 461 migliaia. Successivamente all'aumento di capitale sociale, Estra, come previsto dall'accordo sottoscritto, ha provveduto al rilascio alla Regione Toscana della garanzia finanziaria prevista dalle disposizioni di cui alla DGRT n. 743 del 6 agosto 2012 e smi, per Euro 1.867 migliaia.

Anche a causa dell'emergenza pandemica, il collaudo e lo start-up dell'impianto hanno subito un ritardo rispetto i tempi inizialmente programmati rendendo necessaria una revisione dei tempi e delle condizioni originariamente concordate tra le parti per l'acquisizione del controllo societario e della totalità del capitale sociale, non ancora completata alla data del presente documento.

3.2 ACCORDO DI INVESTIMENTO PER L'ACQUISIZIONE DI ECOS S.R.L.

In esecuzione di un accordo di investimento sottoscritto il 24 aprile 2020 e sue successive modifiche, alla data del presente documento, Estra S.p.A. ha acquisito il 100% del capitale della società Ecos S.r.l., proprietaria di un sito di stoccaggio rifiuti che si estende per 9.500 mq ed opera nel mercato nazionale della gestione rifiuti speciali, pericolosi e non.

In particolare, la società si occupa di:

- Smaltimento di rifiuti pericolosi e non pericolosi. Capacità massima di 75kt (45 kt rifiuti solidi e liquidi pericolosi e 30 kt non pericolosi);
- Raccolta e trasporto di rifiuti con mezzi propri. Le tipologie di trasporto operate dall'azienda riguardano rifiuti pericolosi e non, rifiuti sottoposti alla normativa ADR, rifiuti confezionati in colli e rifiuti sfusi;
- Bonifica di siti contaminati e bonifiche di coperture in cemento-amianto.

In esecuzione dell'accordo di investimento, Estra S.p.A.

- in data 24 aprile 2020, ha acquisito il 15% di Ecos al prezzo di Euro 15 migliaia erogando contestualmente un finanziamento alla società di Euro 355 migliaia;
- in data 26 gennaio 2021, ha completato l'acquisizione societaria rilevando il residuo 85% delle quote al prezzo di Euro 1.760 migliaia, di cui Euro 350 migliaia già erogati alla data del 31 dicembre 2020.

Il prezzo corrisposto di complessivi Euro 1.775 migliaia tiene conto della necessità di versamento in conto capitale delle società acquisite a copertura di perdite d'esercizio conseguenti a rettifiche patrimoniali da appostare in sede di predisposizione del bilancio d'esercizio 2020.

Essendo l'acquisizione del controllo avvenuto successivamente alla chiusura dell'esercizio, la società non è stata consolidata nel presente bilancio.

3.3 RIVALUTAZIONE/RIALLINEAMENTO CIVILISTICO E FISCALE DI ATTIVITÀ

Il Gruppo si è avvalso dell'applicazione della norma in materia di rivalutazione e riallineamento, di cui alla legge n. 126 del 13 ottobre 2020 recante "Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 14 agosto 2020, n. 104", che ha consentito la rivalutazione ai fini civilistici e fiscali o il riallineamento fiscale dei beni di impresa ai fini del riconoscimento fiscale dei maggiori valori iscritti nel Bilancio di esercizio al 31 dicembre 2020, mediante il pagamento di imposta sostitutiva del 3%.

L'imposta sostitutiva deve essere versata in un massimo di tre rate di pari importo, con scadenza entro il termine per il saldo delle imposte sui redditi relative al periodo d'imposta con riferimento al quale la rivalutazione è eseguita (la prima) ed entro il termine rispettivamente previsto per il saldo delle imposte sui redditi relative ai periodi d'imposta successivi (le altre due).

Qualora i beni rivalutati vengano ceduti a titolo oneroso, prima che sia iniziato il quarto esercizio successivo a quello nel cui bilancio la rivalutazione è stata eseguita (cioè, per i contribuenti "solari", in data anteriore al 1° gennaio 2024), per la determinazione delle plus/minusvalenze bisogna far riferimento al costo ante rivalutazione.

Per l'individuazione dei beni cui è applicabile, la disposizione di legge rinvia alla sezione II del Capo I della L. 342/2000 (titolata "rivalutazione dei beni delle imprese"), vale a dire beni materiali e immateriali ad esclusione di quelli alla cui produzione o al cui scambio è diretta l'attività di impresa.

Ai sensi dell'articolo 11, comma 2, L. 342/2000, richiamato dal comma 7 dell'articolo 110 D.L. 104/2020, i valori iscritti in bilancio post rivalutazione non possono superare quelli effettivamente attribuibili ai beni con riguardo "alla loro consistenza, alla loro capacità produttiva, all'effettiva possibilità di economica utilizzazione nell'impresa".

Il Gruppo ha deciso di avvalersi dell'applicazione della norma in riferimento a reti ed allacciamenti di proprietà delle controllate operanti nel settore della distribuzione gas per Euro 158.722 e ad avviamenti

emersi nei bilanci delle società operanti nel settore della vendita di gas naturale a seguito di operazioni di fusione per incorporazione per Euro 36.880 migliaia.

Rinviando alla nota integrativa per maggiori informazioni, si evidenzia che il presente bilancio consolidato recepisce gli effetti derivanti dall'adeguamento delle attività/(passività) per imposte anticipate/(differite) iscritte sulla differenza tra i valori delle attività nel consolidato ed i nuovi valori riconosciuti fiscalmente al 31 dicembre 2020. L'adeguamento ha portato all'iscrizione di crediti per imposte anticipate per Euro 37.144 ed al riversamento di passività per imposte differite per Euro 7.085 migliaia, oltre che alla rilevazione del costo per l'imposta sostitutiva dovuta di Euro 5.868 migliaia, per un effetto positivo di complessivi Euro 48.989 migliaia sulla voce "imposte sul reddito" di conto economico.

3.4 RAZIONALIZZAZIONE DELLE ATTIVITÀ DI DISTRIBUZIONE GAS SVOLTE NELL'AMBITO TERRITORIALE DI GROSSETO

Nel corso dell'esercizio 2020, il Gruppo ha portato a compimento un importante progetto di razionalizzazione e semplificazione delle attività di distribuzione gas svolte nell'ambito territoriale di Grosseto.

Attraverso il conferimento, efficace dal 31 dicembre 2020, da parte di Centria S.r.l., controllata al 99,65% da Estra, in Gergas S.p.A., controllata al 79,93% da Estra, del ramo d'azienda relativo alla distribuzione di gas naturale nei Comuni di Arcidosso, Castel Del Piano, Cinigiano, Monte Argentario, Seggiano e Follonica, Il Gruppo ha concentrato in Gergas S.p.A. la proprietà e gestione della totalità dei beni afferenti la distribuzione di gas naturale nei Comuni rientranti nella Provincia di Grosseto in un'ottica di riduzioni di costi e maggiore efficienza gestionale.

In particolare, la Società Gergas S.p.A. ha deliberato un aumento di capitale sociale da euro 1.381.500 ad euro 1.910.500 mediante emissione di n. 529.000 nuove azioni ordinarie del valore nominale di euro 1,00 cadauna, oltre un sovrapprezzo complessivo di euro 11.459.000, offerto in sottoscrizione alla società Centria Srl e da questa liberato in natura mediante conferimento delle reti, impianti e personale dedicato del servizio di distribuzione gas afferente i 6 Comuni della Provincia di Grosseto sopra indicati.

Per effetto del conferimento, il capitale sociale di Gergas SpA risulta quindi pari ad euro 1.910.500 con una partecipazione di Estra al 57,80%, e di Centria al 27,69%, del Comune di Grosseto al 14,46% e del Comune di Campagnatico allo 0,05%, con una percentuale di controllo di Gruppo per passa dal 79,93% al 31 dicembre 2019 al 85,39% al 31 dicembre 2020.

Per gli effetti contabili dell'operazione si rinvia al paragrafo della nota integrativa relativo alle Aggregazioni aziendali.

3.5 ACCORDO TRANSATTIVO CON COMUNE DI PRATO

In merito al contenzioso sulla determinazione dell'indennizzo dovuto al Gruppo, quale gestore uscente del servizio di distribuzione gas naturale Comune di Prato, di cui informativa più ampia è data in nota integrativa, si segnala che, con sentenza n. 387/2020 pubblicata in data 14/08/2020, il Tribunale ordinario di Prato ha condannato Estra S.p.A. al pagamento, in favore del Comune di Prato, della somma di Euro 6.000 migliaia, oltre interessi, in ragione delle previsioni di un accordo transattivo stipulato nel 2011 per determinare, tra l'altro, il valore dell'indennizzo spettante al gestore uscente.

Il Tribunale ha, invece, ritenuto che sia giurisdizione del Giudice Amministrativo rispondere alla domanda giudiziale avanzata nel corso dell'esercizio 2016 da Estra e Centria 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, ad integrazione del minore importo previsto nel bando di gara e riconosciuto al gestore uscente Centria per la consegna delle reti a seguito 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.

Con atto transattivo del 02 dicembre 2020, recante, tra l'altro, la rinuncia di Esta e Centria ad impugnare la sentenza limitatamente alla parte in cui dispone la condanna al pagamento nei confronti del Comune di Prato, le parti hanno concordato una dilazione di pagamento della somma complessiva di Euro 6.050

migliaia, comprensiva di interessi, in tre rate annuali scadenti il 31 gennaio 2021, 31 gennaio 2022 e 31 gennaio 2023.

All'esito delle trattative che hanno condotto alla stipula della transazione parziale sopra richiamata, su consiglio dei legali di fiducia, si è aperta la prospettiva di impugnare la sentenza sul capo della giurisdizione, azione che si è effettivamente deciso di intraprendere (si veda, in nota integrativa, il paragrafo relativo al contenzioso in ordine alla determinazione dell'indennizzo dovuto al gestore uscente del servizio di distribuzione gas naturale nel Comune di Prato).

Per effetto di quanto sopra, il presente bilancio consolidato è influenzato da oneri straordinari rilevati nella voce "altri costi operativi" per complessivi Euro 6.000 migliaia.

3.6 PUBBLICAZIONE GARA PER L’AFFIDAMENTO DEL SERVIZIO PUBBLICO DI DISTRIBUZIONE DEL GAS NATURALE NEI COMUNI DELL’AMBITO TERRITORIALE DI PRATO

In data 22/12/2020 il Comune di Prato ha provveduto alla pubblicazione parziale della procedura ristretta "Affidamento del servizio pubblico di distribuzione del gas naturale mediante tubazioni in tutti i territori dei comuni dell’Ambito Territoriale di Prato", procedendo, in data 23/12/2020, alla pubblicazione sulla GURI n. 150 del bando relativo alla gara in oggetto ed al completamento della pubblicazione degli atti e dei modelli di gara inerenti la fase di invio della domanda di partecipazione.

La società controllata Centria, gestore *incumbent* nell’Ambito, si è immediatamente attivata per valutare la documentazione di gara ed ha proceduto all’inoltro alla stazione appaltante di:

- quesiti e richieste di chiarimenti
- istanza di accesso agli atti
- domanda di partecipazione, al momento in attesa di esito sull’ammissione.

La procedura di gara in argomento riguarda tutto l’Atem Prato, ovvero i Comuni di Calenzano, Campi Bisenzio, Cantagallo, Carmignano, Lastra a Signa, Montale, Montemurlo, Montespertoli, Poggio a Caiano, Sesto Fiorentino, Signa Vaniano e Vernio, oltre al Comune di Prato che ha bandito la gara singolarmente nel 2011, aggiudicata da Toscana Energia nel 2015 con validità 12 anni. Il territorio del Comune di Prato entrerà pertanto in gestione al soggetto aggiudicatario della gara dell’Atem alla scadenza del contratto, prevista nel 2027.

La gara si svolgerà con "procedura ristretta" e il criterio di aggiudicazione è quello dell’offerta economicamente più vantaggiosa.

La durata dell’affidamento è prevista in n. 12 anni. L’importo contrattuale ammonta Euro 251 milioni dei quali Euro 92 milioni fino al 30/8/2027 ed Euro 160 milioni dopo tale data, ovvero con l’avvio della gestione nel Comune di Prato.

Il valore di rimborso da corrispondere ai gestori uscenti ammonta provvisoriamente ad Euro 169 milioni dei quali circa Euro 39 M€ per il solo Comune di Prato e circa Euro 130 milioni per i restanti Comuni, gestiti da Centria.

I pdr dell’Atem sono 191.555 dei quali 81.555 relativi al solo Comune di Prato e 110.000 relativi ai restanti Comuni, gestiti da Centria.

In questa fase le società che intendono partecipare devono dimostrare il possesso dei requisiti previsti dal bando, come dettagliatamente esposti, mediante invio della necessaria documentazione dopodiché la stazione appaltante provvederà, dopo 45 gg dal termine della presentazione delle domande di partecipazione (15/3/2021), ad inoltrare la lettera di invito. Contestualmente saranno disponibili sulla piattaforma digitale i documenti necessari per la predisposizione dell’offerta e le modalità e i termini di presentazione dell’offerta, ad oggi quindi non ancora conosciuti.

La gara riveste un’importanza strategica per il Gruppo in ottica di consolidamento sul mercato regolato della distribuzione gas.

Centria sarà fortemente impegnata nell’esercizio 2021 per la predisposizione della documentazione tecnica e amministrativa e, in generale, per le attività propedeutiche alla presentazione dell’offerta.

4. EMERGENZA EPIDEMIOLOGICA DA COVID-19

Nel 2020 tutto il mondo è stato colpito dalla pandemia causata dal virus COVID-19 che si è diffuso in Europa a partire dai primi mesi dell'anno. L'Italia è stata la prima nazione europea ad essere duramente colpita dal virus, tanto che il 9 marzo 2020, le autorità governative decisero il lockdown generale su tutto il territorio nazionale.

Il Consiglio di Amministrazione di Estra ha, sin da subito, monitorato con estrema attenzione l'evolversi degli eventi e delle normative di volta in volta emanate, aggiornando i propri piani operativi al fine di adottare le misure ritenute più appropriate a sostegno dei lavoratori, della sicurezza e dei servizi e di attuare azioni di contenimento per ridurre gli impatti economici della crisi.

In particolare, fin da febbraio 2020 in Estra è stato costituito un Comitato con le direzioni di tutte le Società controllate che poi, in seguito all'emanazione del "Protocollo condiviso di regolamentazione delle misure per il contenimento della diffusione del virus Covid-19 negli ambienti di lavoro" del 14/03/2020 (successivamente allegato al DPCM del 26/04/2020) è divenuto il Comitato per la gestione dell'emergenza COVID-19 di Gruppo (composto dagli RSPP di tutte le Società del Gruppo, da RLS-RSU delle Società e dal referente delle direzioni). Il Comitato, dedicato alla gestione dell'emergenza, ha adottato un regolamento con le specifiche linee guida ed istruzioni operative a copertura delle varie realtà ed organizzazioni delle società del Gruppo.

Le Direzioni del Gruppo, costantemente informate sull'evoluzione emergenziale, hanno attuato le misure che di volta in volta si sono rese necessarie per poter garantire il maggior livello di sicurezza possibile nei luoghi di lavoro e, allo stesso tempo, assicurare la continuità dei servizi essenziali e di pubblica utilità.

Stante il carattere di servizio "essenziale" delle attività svolte, il Gruppo non ha subito interruzioni per effetto del lockdown, ma soltanto alcune limitazioni.

Con riferimento alle attività di business prevalenti, si evidenzia:

- per la distribuzione di gas naturale: il ridimensionamento di tutte le attività di investimento procrastinabili poiché non direttamente legate alla sicurezza e alla continuità del servizio e la riduzione degli allacci e delle prestazioni per conto del cliente, nel periodo di lockdown. Nei mesi successivi al lockdown, l'attività si è normalizzata, seppur nel rispetto delle norme anticontagio;
- per la vendita di gas naturale ed energia elettrica: i) il calo dei consumi soprattutto da parte di clienti retail ed industriali, per effetto della chiusura delle attività nel periodo di lockdown e della successiva riapertura a livelli ridotti ii) l'incremento delle richieste di rateizzazione da parte dei clienti domestici e, in generale, un moderato allungamento dei tempi di incasso dei crediti normalizzatosi nella seconda parte dell'anno.

In tale contesto emergenziale, la diversificazione del portafoglio di business del Gruppo, caratterizzato da un bilanciamento tra attività a libero mercato e attività regolate, è stato un primo elemento che ha consentito di ridurre gli impatti economici, essendo le attività regolate non influenzate nel breve periodo dai fenomeni di mercato collegati alla pandemia.

Al contenimento degli impatti economici hanno poi contribuito la diversificazione per settore di attività del portafoglio di clientela industriale di vendita di gas naturale e di energia elettrica, il pronto adeguamento operativo ed organizzativo attuato dalle società del Gruppo al mutato contesto e le azioni intraprese per il contenimento di costi al fine di limitare gli impatti economico-finanziari della crisi, dimostrando grande capacità di resilienza del Gruppo.

Si rinvia alla Dichiarazione non finanziaria per l'informativa sull'impatto della pandemia di COVID-19 sulle tematiche non finanziarie, sulle azioni di mitigazione adottate e sulle questioni sociali e attinenti al personale (con particolare attenzione ai profili riguardanti la salute, la sicurezza sul lavoro e il remote working, nonché alle politiche adottate in materia verso i propri dipendenti e collaboratori).

Il Consiglio di Amministrazione continua a monitorare con estrema attenzione l'evoluzione dell'emergenza sanitaria e, pur nell'incertezza sulla durata della situazione emergenziale e sull'estensione degli effetti economico-sociali del Coronavirus Covid-19, per quanto sopra detto ritiene al momento che gli impatti sulla performance e sulla situazione finanziaria e patrimoniale del Gruppo siano ragionevolmente limitati anche per l'esercizio 2021.

5. SCENARIO DI MERCATO

Quadro Macroeconomico

Il contesto macroeconomico del 2020 è stato profondamente influenzato dall'epidemia di Covid-19 che ha avuto inizio in Cina e si è in pochi mesi estesa a livello globale, con particolare intensità in Europa e negli Stati Uniti. La maggioranza dei paesi colpiti ha varato misure di contenimento stringenti (tra cui chiusura delle scuole, sospensione di eventi pubblici, limitazioni alla circolazione delle persone, interruzione di numerose attività produttive) con conseguenze sullo scenario economico e sociale mondiale¹. Nel corso del 2020 si è assistito alla contrazione dell'attività economica, a cui ha contribuito la riduzione della produzione industriale, l'interruzione dei flussi turistici e i minori scambi connessi con le catene di fornitura globali, ma anche il calo dei consumi privati, in particolare nel comparto dei servizi, in un contesto di forte riduzione dell'occupazione²: a differenza di altri shock all'economia globale, quello attuale sta colpendo il terziario oltre che l'industria, soprattutto nei servizi di ristorazione, intrattenimento e accoglienza. Le prospettive di crescita globale risultano soggette in molti paesi all'esito delle campagne di vaccinazione; rimangono tuttavia ancora incerti i tempi di distribuzione e somministrazione dei vaccini su larga scala, da cui dipenderanno gli effetti sul ciclo economico³.

La pandemia ha avuto impatti sul PIL globale che ha subito una contrazione nel 2020, secondo i dati diffusi dall'OCSE, del 4,2%, registrando un -6,9% sul 2019⁴.

Per quanto riguarda il commercio internazionale, la riduzione già in atto nel quarto trimestre del 2019 è proseguita nel primo trimestre 2020, per poi accentuarsi nel secondo, risentendo del calo della domanda nella maggior parte delle economie, dell'interruzione dei flussi turistici e dei minori scambi connessi con le catene di fornitura globali. Nel terzo trimestre si è assistito ad un parziale recupero, beneficiando della ripresa della mobilità e della produzione globale, per poi rallentare di nuovo negli ultimi tre mesi dell'anno, risentendo della nuova ondata pandemica⁵.

Complessivamente, secondo le stime della Banca d'Italia, la contrazione del commercio mondiale nel 2020 sarebbe nell'ordine del 9%, mentre nel 2019 era stato registrato un incremento, seppur lieve, dello 0,6%.⁶

Il rallentamento della crescita economica è stato evidente in tutti i maggiori Paesi avanzati. Il Regno Unito in particolare è quello che ha subito il colpo più duro dalla pandemia (PIL -11,2% previsionale su dati OCSE), in parte per le nuove varianti del virus che ne hanno aumentato la diffusione e costretto il Paese ad importanti lockdown, ed in parte, per il peso molto elevato sull'insieme della sua economia dei servizi, il settore più colpito.

Per quanto riguarda gli altri paesi avanzati, in termini tendenziali il PIL del Giappone è complessivamente diminuito del 5,3% nel 2020, mentre quello degli Stati Uniti è sceso del 3,7% (previsionale su dati OCSE)⁷.

La Cina, dove i contagi si sono pressoché azzerati dalla primavera 2020, risulta essere l'unica economia ad essere cresciuta nell'anno del Covid (PIL +1,8% previsionale 2020).

Anche le economie dei paesi emergenti hanno riscontrato una flessione, in particolare l'India (PIL -9,9% previsionale su dati OCSE) e il Brasile (PIL -6% previsionale su dati OCSE), mentre la Russia ha registrato una contrazione più lieve (PIL -4,3% previsionale su dati OCSE).

Secondo le proiezioni elaborate dall'Unione Europea⁸, l'economia dell'Area Euro nel 2020 si è ridotta del 7,3%; durante il corso dell'anno l'andamento del PIL dell'Area è stato altalenante: negativo nel primo e secondo trimestre (rispettivamente -3,7% e -11,7%), mentre nel terzo trimestre è salito in misura più ampia di quanto atteso (+12,5%). La ripresa dei contagi da covid-19, e l'inasprimento delle misure di contenimento, hanno fatto sì che l'attività economica si indebolisse nuovamente nell'ultima parte dell'anno⁹. Per quanto riguarda i principali Paesi europei, Italia, Francia e Spagna, che in seguito all'esplosione dell'emergenza sanitaria hanno adottato misure di contenimento del virus più drastiche e durature nel tempo, hanno registrato un calo più importante del Pil nella prima parte dell'anno rispetto alla Germania, che invece ha adottato restrizioni più brevi o non estese a tutto il territorio nazionale (PIL II trim.2020:

¹ Bollettino economico – Banca d'Italia 2/2020

² Bollettino economico – Banca d'Italia 4/2020

³ Bollettino economico – Banca d'Italia 1/2021

⁴ Bollettino economico – Banca d'Italia 1/2021

⁵ Bollettino economico – Banca d'Italia 4/2020

⁶ Bollettino economico – Banca d'Italia 1/2021

⁷ Bollettino economico – Banca d'Italia 1/2021

⁸ Dati elaborati da Eurosystem, il sistema di banche centrali dell'area dell'euro responsabile dell'attuazione della politica monetaria unica e comprende la Banca centrale europea e le banche centrali nazionali dei Paesi dell'Unione europea che hanno adottato l'euro.

⁹ Bollettino economico – Banca d'Italia 1/2021

Francia -13,8%, Italia -13%, Spagna -17,9%, Germania -9,8%)¹⁰. Le misure di contenimento della diffusione del virus, hanno condizionato i consumi privati dell'area (-8,1%), anche se il proseguimento delle politiche a favore dell'occupazione e dei redditi, potrebbe portare ad un miglioramento delle spese delle famiglie¹¹.

In tale contesto economico internazionale, il PIL italiano nel 2020 è diminuito dell'8,9% rispetto all'anno precedente (stima preliminare Istat) nonostante, nel terzo trimestre dell'anno, questo abbia registrato un aumento del 16,1% rispetto al trimestre precedente¹². Il rimbalzo rilevato nei mesi estivi è da ricondurre principalmente all'allentamento delle misure messe in atto per fronteggiare la diffusione del virus.

La spesa delle famiglie ha seguito l'andamento della pandemia, contraendosi nella prima metà dell'anno (-11,4% nel II trimestre) e nella parte finale, e riprendendo quota nei mesi estivi (+12,4% nel III trimestre). Il calo è stato più pronunciato per i consumi di beni semidurevoli e durevoli, e, in particolar modo nel II trimestre, anche per i servizi. Il reddito disponibile delle famiglie in termini reali è diminuito, riflettendo la riduzione dei redditi da lavoro, e la propensione al risparmio è aumentata: tale propensione, su cui ha inizialmente influito l'effetto meccanico degli ostacoli agli acquisti di beni e servizi conseguenti alla chiusura di attività non essenziali, è rimasta elevata¹³.

L'impatto della crisi pandemica sull'occupazione è stato particolarmente forte per i giovani e, nel corso dell'anno, per le donne; la pandemia ha inoltre portato ad una riduzione molto marcata degli occupati con contratti di lavoro a tempo determinato. Ad attenuare le ripercussioni sull'occupazione hanno contribuito il sostegno fornito alla liquidità delle imprese (contributi a fondo perduto e garanzie statali per l'accesso al credito), l'estensione senza costi della Cassa integrazione guadagni (CIG) e il blocco dei licenziamenti; si stima che questi interventi abbiano impedito l'attuazione di circa 600.000 licenziamenti, un terzo dei quali grazie alle prime due¹⁴. Il tasso di occupazione, dopo due trimestri in negativo, è tornato a crescere seppur debolmente nel III trimestre del 2020 (+0,9%): il miglioramento ha interessato in maniera esclusiva il lavoro dipendente, mentre è proseguito il calo di quello autonomo (-0,3%)¹⁵.

La sospensione dei servizi "non essenziali" avvenuta durante il primo lockdown, ha provocato una brusca caduta della produzione industriale, che ha poi parzialmente recuperato nella parte centrale dell'anno sostenuta soprattutto dai beni strumentali e da quelli intermedi.

L'attività manifatturiera si è dimostrata debole nel primo semestre, mentre ha recuperato terreno nei mesi estivi, portando l'indice PMI¹⁶ al di sopra della soglia di espansione; lo stesso indice si è tenuto al di sotto della soglia di espansione per quanto riguarda i servizi¹⁷.

Per quanto riguarda le esportazioni di beni e servizi, tra gennaio e febbraio si è riscontrato un calo principalmente nelle esportazioni in Cina (-21,6% sull'esportazione di beni rispetto al valore dell'anno precedente), in concomitanza con le misure di contenimento dell'epidemia che il paese aveva adottato; successivamente e fino ai mesi estivi, la contrazione ha interessato tutti i principali mercati di sbocco, ad eccezione degli Stati Uniti, e tutti i settori, salvo i prodotti alimentari e quelli del comparto chimico-farmaceutico.

Le esportazioni di servizi si sono ridotte in misura molto più accentuata, per effetto soprattutto della minore domanda di servizi turistici; l'industria turistica ha un peso molto rilevante nell'economia italiana, superiore alla media dei paesi OCSE.

Nella seconda parte dell'anno le esportazioni hanno ripreso quota (+30,7% nel III trimestre), soprattutto grazie ai settori dei mezzi di trasporto, della meccanica, della pelle e dell'abbigliamento, per poi rallentare di nuovo nell'ultima parte dell'anno.

¹⁰ Bollettino economico – Banca d'Italia 1/2021

¹¹ Eurozone economic outlook 22/12/2020

¹² Stima preliminare del PIL – ISTAT - 02 Febbraio 2021

¹³ Nostra elaborazione dal Bollettino economico – Banca d'Italia 2/3/4/2020 e 1/2021

¹⁴ Lectio magistralis di Ignazio Visco - Governatore della Banca d'Italia 16/12/2020 - Gran Sasso Science Institute Inaugurazione anno accademico 2020-2021

¹⁵ Bollettino economico – Banca d'Italia 1/2021

¹⁶ Si tratta di un indice (acronimo di Purchasing Managers' Index) che rappresenta le indagini condotte su un campione di aziende in cui gli intervistati sono i responsabili del settore acquisti.

¹⁷ Nostra elaborazione dal Bollettino economico – Banca d'Italia 2/3/4/2020 e 1/2021

Le importazioni hanno registrato un andamento analogo: la flessione ha riguardato tutti i settori ad eccezione dei prodotti tessili, sostenuti dagli acquisti di dispositivi di protezione individuale dalla Cina.

Politica monetaria

Durante tutto l'arco del 2020 le autorità dei principali paesi hanno adottato misure fortemente espansive in risposta all'estendersi della pandemia.

A marzo la Federal Reserve ha ridotto l'intervallo obiettivo dei tassi di interesse sui federal funds complessivamente per 150 punti base, portandolo a 0,00-0,25 per cento, e successivamente ha annunciato il mantenimento dell'intervallo obiettivo dei tassi su livelli invariati fino alla fine del 2023. Sempre la Federal Reserve, nella riunione di fine 2020, ha annunciato che gli acquisti di titoli proseguiranno fino a quando non saranno conseguiti progressi sostanziali nel raggiungimento degli obiettivi di massima occupazione e stabilità dei prezzi.

Nel primo trimestre 2020 la Banca Centrale Europea ha annunciato un nuovo programma di acquisto titoli da 750 miliardi di euro (Pandemic Emergency Purchase Programme – PEPP) per fronteggiare l'emergenza Coronavirus: quest'ultimo volto a contrastare l'inasprimento delle condizioni finanziarie ha permesso di condurre in modo flessibile acquisti di titoli pubblici e privati.¹⁸ Nell'incontro del 10 dicembre il Consiglio direttivo della BCE ha ricalibrato in senso espansivo gli strumenti di politica monetaria, per contribuire a preservare condizioni di finanziamento favorevoli a fronte degli effetti della pandemia sull'economia e sui prezzi, che si prefigurano di durata più estesa di quanto precedentemente ipotizzato. Gli acquisti netti di titoli nell'ambito del programma ampliato di acquisto di attività finanziarie (Expanded Asset Purchase Programme, APP¹⁹) e del programma di acquisto per l'emergenza pandemica (Pandemic Emergency Purchase Programme, PEPP) hanno portato il valore di bilancio dei due portafogli di titoli rispettivamente a 2.909 miliardi alla fine di dicembre e 698 miliardi alla fine di novembre²⁰: il rafforzamento di questi due programmi ha l'obiettivo di evitare una prematura restrizione delle condizioni finanziarie, che metterebbero a rischio il sostegno all'attività economica e all'inflazione²¹.

Andamento del mercato energetico

Il 2020 è stato un anno movimentato per il prezzo del petrolio: dall'iniziale minaccia a 100 dollari/barile di gennaio, a seguito della breve crisi geo-politica tra Iran e USA, al crollo più intenso della storia (-80%) a causa della pandemia Covid-19, e una chiusura dell'anno di parziale e lenta ripresa.

In generale, le misure di contenimento introdotte a seguito della diffusione del virus hanno determinato una forte contrazione della domanda di petrolio (Dated Brent) con ripercussioni negative sul relativo prezzo, il quale ha registrato una media annua stimata intorno ai 42 dollari/barile, ben al di sotto dei 65 dollari/barile del 2019 (-35%).²² Causa del ribasso è stata anche la rottura degli accordi Opec (innescata dalle divergenze tra Russia e Arabia Saudita), che ha di fatto eliminato i vincoli posti sul lato dell'offerta di greggio. Dopo il crollo avvenuto nella prima parte dell'anno, in seguito all'introduzione delle misure cautelari introdotte per fronteggiare l'emergenza sanitaria, nella seconda metà del 2020 i prezzi del greggio hanno recuperato almeno una parte del valore andato perso, apprezzandosi di oltre il 400% rispetto ai minimi di aprile e toccando nelle ultime settimane dell'anno anche punte di 48 dollari/barile. Al rally finale hanno contribuito le graduali riaperture, le incoraggianti notizie sul fronte dei vaccini e la decisione di ridurre l'offerta da parte dei Paesi produttori Opec Plus.²³

Peculiarità di questa crisi è stata l'influenza della domanda sull'andamento del prezzo, ovvero crisi demand-driven. Storicamente invece gli shock petroliferi erano arrivati per restrizioni poste sul lato dell'offerta,

¹⁸ Nostra elaborazione dal Bollettino economico – Banca d'Italia 2/3/4/2020 e 1/2021

¹⁹ 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

²⁰ Nostra elaborazione dal Bollettino economico – Banca d'Italia 2/3/4/2020 e 1/2021

²¹ Bollettino economico – Banca d'Italia 1/2021

²² Pre-consuntivo petrolifero 2020 – Unione Petrolifera

²³ L'accordo "Opec Plus" siglato alla fine del 2016 da 24 Paesi con l'obiettivo di stabilizzare i prezzi del petrolio, coinvolge attualmente 21 paesi, 11 membri OPEC (Arabia Saudita, Nigeria, Iraq, Kuwait, Angola, Ecuador, Emirati Arabi Uniti, Algeria, Congo, Gabon e Guinea Equatoriale) e 10 non-OPEC (Azerbaijan, Bahrein, Brunei, Kazakistan, Malesia, Messico, Oman, Russia, Sudan e Sud Sudan).

oppure a seguito di eventi monetari o politici (come nel 1929 e nel 1979), oppure alla crescita troppo sostenuta della produzione (come nel 1986 e nel 2014).²⁴

Nel 2020 i consumi complessivi di energia sono stati stimati a 142,4 milioni di TEP.²⁵ Rispetto al precedente anno il valore ha subito un calo del 10,6%, dovuto principalmente alle restrizioni imposte dai lockdown che hanno drasticamente colpito il settore dei trasporti, riportandolo ai livelli dei primi anni '90.²⁶

La fonte più colpita è stata il carbone, in calo del 30% e con volumi ridotti a circa un terzo rispetto a quelli di cinque anni fa. Il petrolio è diminuito del 17,4%, con un peso sul totale sceso dal 37% del 2019 al 33,55% dell'ultimo anno. In calo del 7% anche il gas naturale, che rimane comunque la principale fonte con una quota vicino al 40%. Le uniche fonti che hanno registrato un saldo positivo sono state le rinnovabili con una crescita del 2,6% determinata dall'aumento della produzione idrica e fotovoltaica, oltre che dalla priorità di dispacciamento nella copertura della domanda di energia elettrica.

La fattura energetica, ovvero il costo che sostiene il Paese per approvvigionarsi all'estero, ha avuto un calo del 41%, perdendo oltre 16 miliardi rispetto allo scorso anno e attestandosi ad un valore intorno ai 23,3 miliardi di euro. Il peso sul PIL si è quindi ridotto all'1,4% rispetto al 2,2% del 2019.

Relativamente alla borsa elettrica, nell'anomalo 2020, il prezzo di acquisto dell'energia (PUN)²⁷ ha toccato il suo minimo a 38,92 €/MWh (-25,6% rispetto al 2019), seguendo una tendenza comune a tutte le principali quotazioni elettriche europee.²⁸ La tendenza al ribasso del PUN, già iniziata nel secondo semestre del 2019 in corrispondenza del trend ribassista delle quotazioni del gas al PSV, è stata enfatizzata dall'emergenza sanitaria del 2020, con i consumi ed il costo del gas che hanno anch'essi toccato i loro minimi storici, con picco negativo nei mesi di aprile e maggio (-30 €/MWh). Ha contribuito inoltre a tale riduzione l'elevata disponibilità di offerta rinnovabile.

Anche gli scambi di energia elettrica nel Mercato del Giorno Prima hanno subito l'impatto dell'emergenza sanitaria, registrando livelli mai così bassi, 280,2 TWh, con una flessione del 5,5% rispetto al 2019.²⁹ Gli scambi over the counter registrati sulla PCE e nominati sul MGP hanno toccato il loro minimo storico di 70,3 TWh, con un calo del 15%. I volumi negoziati in borsa hanno invece avuto una maggior tenuta, con un calo dell'1,9% ed un valore di 209,8 TWh, sorretti dall'incremento delle vendite del GSE e da una crescita dell'export. Per tali dinamiche la liquidità del mercato ha raggiunto un nuovo massimo storico pari al 74,9% (+2,8 p.p.).

Gli effetti della pandemia hanno avuto riflessi anche sulla quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale nazionale (PSV), che ha toccato il suo minimo storico a 10,55 €/MWh, con una perdita di 6 €/MWh (-35%) rispetto al 2019.³⁰ Tale andamento risulta in linea con le dinamiche registrate dai principali hub europei, con il TTF³¹ che ha visto anch'esso aggiornare il suo minimo assoluto, calando del 31% e di 4 MWh per arrivare a 9,39 €/MWh. Lo spread PSV-TTF ha toccato il livello più basso dal 2013, riducendosi a 1,16 €/MWh.

²⁴ Il Sole 24 Ore - Il grande crash della domanda di petrolio del 2020: una radiografia

²⁵ Il TEP (Tonnellata Equivalente di Petrolio) è un'unità di misura dell'energia (1 tep = 42 GJ)

²⁶ Preconsuntivo Petroliero 2020 – Unione Petrolifera

²⁷ Prezzo Unico Nazionale

²⁸ Newsletter GME gennaio 2021

²⁹ Newsletter GME gennaio 2021

³⁰ Newsletter GME gennaio 2021

³¹ Il TTF (Title Transfer Facility) è l'hub di scambio del gas naturale di riferimento a livello europeo.

Panoramica sui mercati italiani di riferimento

Il mercato del gas naturale

GAS NATURALE (Milioni mc)	Esercizio 2020	Variazione %
Importazioni	65.932	(6,9)
Produzione Nazionale	3.855	(14,8)
Erogazioni da stoccaggi	11.562	13,6
Totale immesso	81.349	(4,9)
Servizi e usi residenziali	30.976	(2,4)
Usi industriali	13.202	(6,1)
Usi termoelettrici	24.428	(5,7)
Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*	2.114	(6,8)
Totale domanda	70.721	(4,4)
Iniezioni negli stoccaggi	10.628	(8,2)
Totale prelevato	81.349	(4,9)

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

Dal lato della domanda, nel 2020 i consumi di gas naturale sono scesi, invertendo il trend rialzista del 2019 e attestandosi a 70.721 milioni di mc (con un -4,4% rispetto al 2019).³² La riduzione dei consumi si è concentrata principalmente nella prima metà dell'anno ed in particolare nei mesi di chiusure indotte dal lockdown nazionale per contrastare l'inaspettata emergenza sanitaria. Nella seconda parte vi è stata invece una graduale ripresa, che ha parzialmente attenuato la diminuzione annuale.

Tali vicissitudini hanno causato un calo generalizzato nei vari settori, principalmente in quello industriale, 24.428 milioni di mc (-6,1%) e termoelettrico, 13.202 milioni di mc (-5,7%), mentre i consumi del settore civile, pur toccando il loro minimo, hanno registrato un impatto più attenuato, 30.976 milioni di mc (-2,4%). Tocca i suoi minimi anche il valore relativo alle esportazioni di gas, con un -6,8% per un totale di 2.114 milioni di mc.

Una consistente contrazione si è verificata inoltre sul lato dell'offerta. Le importazioni hanno infatti avuto una riduzione del 6,9%, per un valore totale di 65.932 milioni di mc, con un netto calo dell'import tramite gasdotto (28.295 milioni di mc e -5%), in particolare dei flussi provenienti dal Nord Europa a Passo Gries. In controtendenza è il risultato positivo (+18%) dell'import dall'Algeria a Mazara Del Vallo (TP). Da sottolineare, l'avvio nel mese di novembre del nuovo gasdotto TAP con punto di ingresso a Melendugno (LE).

Al calo delle importazioni hanno fatto seguito maggiori erogazioni dagli stoccaggi, cresciute a livelli record (+13,6%), pari a 11.562 milioni di mc. In riduzione invece sono state le iniezioni nei sistemi di stoccaggio con 10.628 milioni di mc (-8,2%), ai minimi dal 2015.

Continua il suo trend ribassista la produzione nazionale, il cui valore ha toccato un nuovo minimo a 3.855 milioni di mc (-14,8%).³³

Nel 2020 due interessanti novità hanno riguardato il Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) gestito dal GME:

- l'avvio del comparto AGS, le cui sessioni si svolgono nell'ambito del MGP-GAS e del MIGAS, e nelle quali il responsabile del bilanciamento si approvvigiona delle risorse necessarie al funzionamento del sistema gas in attuazione della deliberazione 451/2019/R/Gas;
- l'introduzione del prodotto weekend all'interno del MGP-Gas a negoziazione continua, con consegna prevista il sabato e la domenica.³⁴

All'interno di questa nuova struttura, gli scambi hanno raggiunto il loro massimo storico di 113 TWh (+43% rispetto al 2019, con un picco nel mese di aprile), sostenuti da importanti incrementi delle contrattazioni sia su MGP-Gas (Mercato del Giorno Prima, +22%), sia su MI-Gas (Mercato Infragiornaliero).³⁵

³² Newsletter GME gennaio 2021

³³ Newsletter GME gennaio 2021

³⁴ Newsletter GME gennaio 2021

³⁵ Mercato del giorno prima del gas (MGP-GAS) e il Mercato infragiornaliero si svolgono 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. Sul MI-GAS vengono selezionate offerte di acquisto e di vendita di gas relative al medesimo giorno-gas in cui si svolge la sessione di negoziazione.

Il settore della distribuzione gas è ancora in fase preparatoria per quanto concerne le gare d'ATEM. I bandi usciti sono ancora pochi rispetto a quelli inizialmente previsti dal calendario del Ministero dello Sviluppo Economico. A fine 2020 la situazione risultava:

- 12 ATEM con bando pubblicato a procedura ristretta ancora attivo: Monza Brianza 1, Varese 2, Verona 2, Lodi 1, Varese 3, Vicenza 3, Vicenza 4, Bergamo 2, Milano 4, Milano 3, Potenza 2, Prato;
- 1 ATEM con bando pubblicato a procedura aperta ancora attivo: Rimini;
- 14 ATEM con bando revocato, annullato, sospeso: Cremona 2 e 3, Alessandria 2, Torino 3, Udine 1, Perugia 2, Massa Carrara, Biella, Udine 3, Venezia 1, Lucca, Monza e Brianza 2, Como 1, Bergamo 3, Brescia 1;
- 7 ATEM con bando pubblicato a procedura aperta scaduti: Belluno (aggiudicazione Italgas, stipula contratto sospesa causa ricorso al Tar), Milano 1 (aggiudicazione Unareti Gruppo A2A successivamente annullata dal Tar), Torino 2 (aggiudicazione Italgas), Aosta (aggiudicazione Italgas), Udine 2 (presentata offerta da AcegasApsAmgas spa e 2I Rete Gas), Torino 1, Napoli 1 (presentata offerta da Italgas e 2I Rete Gas).

In materia di regime tariffario, a dicembre 2019 è stato avviato, con la pubblicazione della Delibera ARERA 570/2019/R/GAS, il V Periodo regolatorio; in continuità con il precedente, per il primo anno tariffario del quinto periodo di regolazione stesso, questo prevede l'applicazione delle tariffe di distribuzione e misura secondo i principi in base ai quali le componenti di ricavo correlate alla remunerazione e agli ammortamenti vengono determinate sulla base dell'aggiornamento annuale del capitale investito netto (RAB), tenendo conto degli investimenti (netti) realizzati nell'anno t-1.

In riferimento al tasso di remunerazione del capitale investito (WACC) dell'attività di distribuzione e misura del gas naturale, i cui criteri di determinazione e aggiornamento nel periodo 1 gennaio 2016-31 dicembre 2021 sono stati fissati con la deliberazione 583/2015/R/com, la Delibera 570/2019/R/gas ha previsto un valore unificato per entrambi i servizi pari al 6,3% per gli anni 2020 e 2021.

Il mercato dell'energia elettrica e delle fonti rinnovabili

Nel 2020 la domanda di energia elettrica ha avuto un calo di oltre il 5%, attestandosi a 302,8 TWh (contro i 319,6 TWh del 2019).

Bilancio Energia Elettrica (TWh) ³⁶			
Energia elettrica (TWh)	Esercizio 2020	Esercizio 2019	Variazione %
Produzione netta (di cui):	273,108	283,950	(3,8)
- Termoelettrica	175,376	187,317	(6,4)
- Idroelettrica	47,990	47,590	0,8
- Fotovoltaica	25,549	23,320	9,6
- Eolica	18,547	20,034	(7,4)
- Geotermica	5,646	5,689	(0,8)
Saldo netto import/export	32,200	38,141	(15,6)
Consumo pompaggi	2,557	2,469	3,6
Totale domanda	302,751	319,622	(5,3)

*Totale domanda= Produzione netta + Saldo Estero – Consumo Pompaggio.

La produzione totale netta destinata al consumo³⁷, pur essendo in calo del 3,8%, con 270,6 TWh, ha soddisfatto l'89,4% della richiesta di energia elettrica nazionale (in linea con il valore del 2019).

Hanno registrato un aumento la componente idroelettrica, con 47,99 TWh nel 2020 ed un incremento dello 0,8% rispetto al precedente anno, e la componente fotovoltaica, con 25,55 TWh ed un incremento del 9,6% rispetto al 2019. Le altre componenti sono state protagoniste di un trend al ribasso: la produzione termoelettrica con 175,38 TWh (-6,4%), la produzione eolica con 18,55 TWh (-7,4%) e quella geotermica con 5,65 TWh (-0,8%).

Il saldo netto import/export ha subito una pesante riduzione del 15,6%, perdendo 5,94 TWh rispetto al precedente anno e registrando un valore di 32,20 TWh.

³⁶ Terna – Rapporto Mensile sul Sistema Elettrico (dicembre 2020)

³⁷ Produzione totale netta destinata al consumo = Produzione totale netta – Consumo pompaggi.

Il mercato dell'efficienza energetica

La ventunesima Conferenza delle Parti di Parigi del 2015 (COP21) segna il momento nel quale il mondo ha iniziato ad interessarsi concretamente ai rischi derivanti dal cambiamento climatico. L'impegno internazionale assunto in quella occasione si è poi concretizzato nel COP24 del 2018, quando i 196 Paesi coinvolti hanno firmato un regolamento attuativo (Rulebook) che racchiude lo schema di regole per il monitoraggio del piano di azione futuro. La conferenza sul clima di Madrid (COP25), tenutasi ad inizio dicembre 2019, aveva l'obiettivo di allineare gli interessi dei Paesi in merito ad alcuni temi cruciali per l'effettiva applicazione dell'accordo della COP21, come la regolazione del mercato del carbonio. Tale intesa non è stata trovata ed ogni decisione in merito era stata rimandata alla COP26 in Scozia, che però non si è potuta tenere nel 2020 a causa della pandemia, ed è stata riprogrammata per novembre 2021.

A livello europeo l'attenzione è concentrata sul percorso di decarbonizzazione, e, come stabilito dalla visione strategica a lungo termine (28/11/2018 - COM (2018) 773), l'obiettivo dell'Unione Europea è raggiungere una condizione di carbon neutrality entro il 2050³⁸. A questo proposito, a inizio 2020 la Commissione Europea ha promosso il Green Deal, un pacchetto di misure volte a trasformare l'Europa nel primo continente ad impatto climatico zero: si tratta di una tabella di marcia per rendere sostenibile l'economia dell'UE e azzerare le emissioni entro il 2050. La Commissione ha redatto una roadmap per i primi due anni ed emanerà una serie di normative volte a trasformare in legge questo impegno politico.

Rispetto a questo contesto, l'Italia ha presentato la sua proposta di "Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima" (PNIEC) attraverso cui intende attuare una profonda trasformazione dell'economia rendendola più rispettosa delle persone e dell'ambiente; il PNIEC illustra gli obiettivi 2030 dell'Italia nell'ambito dell'efficienza energetica, sulle fonti rinnovabili e sulla riduzione delle emissioni di CO2. Il Piano dà estrema importanza anche alla sicurezza energetica e al mercato unico dell'energia, offrendo soluzioni concrete da mettere in atto. Gli obiettivi principali del Piano sono: l'accelerazione del processo di decarbonizzazione, l'investimento sulle rinnovabili, la promozione dell'efficienza energetica in tutti i settori, e l'elettificazione dei consumi, in particolare nel settore civile e nei trasporti. L'attuazione del Piano sarà assicurata dai decreti legislativi di recepimento delle direttive europee in materia di efficienza energetica, di fonti rinnovabili e di mercati dell'elettricità e del gas.

Rispetto all'obiettivo per il periodo 2011-2020, previsto nel Piano d'Azione per l'Efficienza Energetica (PAEE) del 2017, ossia il documento elaborato su richiesta della Commissione Europea che indica la strada italiana verso il taglio della domanda energetica, i risparmi energetici conseguiti al 2019 sono stati più del 77% dell'obiettivo finale (circa 12 Mtep/anno).

Risparmi energetici annuali conseguiti per settore nel periodo 2011-2019 e attesi al 2020 (energia finale, Mtep/anno) ai sensi del PAEE2017 ³⁹									
Settore	Certificati Bianchi	Detrazioni fiscali	Conto Termico	Impresa 4.0	D.Lgs 192/05 e 26/6/15	Altro*	Risparmio energetico		Obiettivo raggiunto (%)
							Conseguito al 2019	Atteso al 2020	
Residenziale	0,75	3,11	0,14	-	1,63	0,04	5,67	3,67	154,4
Terziario	0,16	0,03	0,05	-	0,08	0,04	0,36	1,23	29,4
Industria	2,21	0,04	-	0,51	0,15	0,24	3,16	5,10	61,9
Trasporti	0,01	-	-	-	-	2,77	2,77	5,50	50,4
Totale energia finale	3,13	3,19	0,19	0,51	1,86	3,09	11,96	15,50	77,2

* comprende i risparmi energetici derivanti da Fondi Strutturali, PIF, Marebonus, Regolamenti Comunitari e Alta Velocità

Tali risparmi energetici derivano per circa il 26% 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) aveva subito notevoli evoluzioni nel corso del 2019. Per quanto riguarda il meccanismo di ammissione dei progetti di efficienza energetica, il Decreto Direttoriale 30 aprile 2019 ha modificato la lista dei progetti di efficienza energetica ammissibili. Contestualmente, è stata anche redatta una Guida Operativa per la presentazione di

³⁸ Rapporto Annuale Efficienza Energetica Enea 2020

³⁹ Rapporto Annuale Efficienza Energetica Enea 2020

progetti di efficienza energetica, comprensiva di Guide Settoriali per diversi mercati. Inoltre, nel Decreto Direttoriale 9 maggio 2019 sono state definite le linee guida per l'emissione di Certificati Bianchi non legati a progetti di efficienza energetica (cd. TEE virtuali⁴⁰). I soggetti obbligati dovranno disporre di almeno il 30% di TEE reali, rispetto all'obbligo minimo⁴¹, per poter ottenere l'emissione di TEE virtuali⁴².

Nel 2020, con la pubblicazione del Decreto Interministeriale 1 luglio 2020 è stata aggiornata la lista dei progetti eleggibili al sistema dei Certificati Bianchi. Il provvedimento rientra nelle azioni di potenziamento della politica di promozione dell'efficienza energetica, prevista dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia ed il Clima, e precede l'emanazione nei prossimi mesi del decreto ministeriale che fissa gli obiettivi per il sistema dei Certificati Bianchi per il periodo 2021-2024. Successivamente l'ARERA, con la delibera 270/2020/R/efr del 14 luglio 2020, ha approvato la revisione del contributo tariffario da riconoscere ai distributori adempienti agli obblighi di risparmio energetico nell'ambito del meccanismo dei TEE⁴³.

Nel corso del 2020, il GSE ha riconosciuto 1.720.903 TEE: l'andamento dei titoli riconosciuti complessivamente risulta in diminuzione di circa il 41% rispetto al 2019, anno in cui sono stati riconosciuti circa 2,9 milioni di titoli⁴⁴. Il prezzo medio registrato sul mercato organizzato nel 2020 mostra una lieve crescita (+1%), che lo porta a 262 €/tep; i volumi scambiati sul MTEE confermano la tendenza al ribasso che aveva caratterizzato anche il 2019, raggiungendo il valore di 2.346.464 di tep (-17,8%).

Titoli di efficienza energetica - dati cumulati ⁴⁵				
Anno	Prezzo (€/tep)			Volumi scambiati (tep)
	Medio ponderato	Minimo	Massimo	
2020	262,26	256,50	268,00	2.346.464

In tema di mobilità sostenibile, in uno scenario nel quale le immatricolazioni di autovetture tradizionali nei primi 9 mesi del 2020 si sono ridotte di ben il 34% rispetto al medesimo periodo dell'anno, la mobilità elettrica va in controtendenza. Infatti le immatricolazioni di autovetture elettriche (BEV e PHEV), hanno registrato una crescita di oltre il 150% nel medesimo orizzonte temporale d'analisi, con quasi 30 mila auto elettriche immatricolate nei primi 9 mesi del 2020⁴⁶.

Fra i fattori che hanno determinato la forte crescita del mercato delle auto elettriche in Italia, hanno giocato un ruolo decisivo gli incentivi all'acquisto di tali veicoli (Ecobonus), l'incremento dei modelli elettrificati offerti dalle case automobilistiche e l'ulteriore crescita dell'infrastruttura di ricarica dei veicoli elettrici ad accesso pubblico.

Ad agosto 2020, si contavano oltre 16.000 unità di infrastrutture di ricarica (+20% rispetto a fine 2019)⁴⁷. Tale crescita è stata supportata dalla realizzazione di numerosi progetti da parte di molte utilities anche tramite accordi con le pubbliche amministrazioni e partnership industriali con case automobilistiche e altre realtà legate al settore della mobilità.

Sempre nell'ambito della mobilità, tra i trend individuati dallo Smart Mobility Report che hanno caratterizzato il 2020, oltre allo sharing e alla guida autonoma, troviamo il Vehicle-Grid Integration: le prime piattaforme di ricarica che sfruttano flussi bi-direzionali di energia dalla rete al veicolo e viceversa, e che permettono di utilizzare le batterie delle auto come sistemi di accumulo.

Il Bonus mobilità, previsto dal Decreto Rilancio di maggio 2020, che ha incentivato l'acquisto di mezzi di trasporto più sostenibili, ha spinto lo sviluppo del mercato della micromobilità (monopattini e bici elettriche) e la nascita di nuovi player, prevalentemente nella forma di start-up⁴⁸. Sono infine aumentati in maniera considerevole, soprattutto nelle grandi città, i servizi di sharing di veicoli elettrici quali biciclette, monopattini e scooter.

⁴⁰ Titoli di Efficienza Energetica acquistabili a 260 euro entro l'ultimo giorno dell'anno. Tali titoli non rappresentano un vero e proprio progetto di efficientamento energetico, pertanto vengono denominati «virtuali» ed offrono agli operatori l'opportunità di assolvere ai propri obblighi di risparmio di energia primaria.

⁴¹ L'obbligo minimo è pari al 60% dei Certificati Bianchi che costituiscono l'obbligo dell'anno "n".

⁴² Rapporto Annuale Certificati Bianchi GSE 2020

⁴³ Rapporto Annuale Certificati Bianchi GSE 2020

⁴⁴ Rapporto Annuale Certificati Bianchi GSE 2020

⁴⁵ Rapporto Annuale Certificati Bianchi GSE 2020

⁴⁶ Smart Mobility Report Energy & Strategy Group

⁴⁷ Smart Mobility Report Energy & Strategy Group

⁴⁸ Smart Mobility Report Energy & Strategy Group

Il mercato delle telecomunicazioni e dei servizi digitali

Nei primi nove mesi del 2020 il settore delle Telecomunicazioni ha registrato una perdita di 1,10 miliardi di euro, dovuta principalmente al calo dei ricavi sia da rete fissa (-497 milioni), sia da rete mobile (-607 milioni).⁴⁹ Tra i fattori principali che hanno influenzato questa perdita, vi è stata la riduzione del traffico roaming causata dalla pandemia sui flussi di visitatori stranieri in ingresso ed in uscita dall'Italia, e l'intensa competitività sul fronte mobile.

La pandemia però, se da un lato verrà ricordata in negativo come una delle più gravi crisi economiche, sociali e sanitarie della storia, dall'altro ha anche determinato una profonda accelerazione al processo di digitalizzazione, al quale ha contribuito anche la realizzazione dell'infrastruttura 5G.

Ericsson ha stimato che dalla fine del 2020 oltre un miliardo di persone, il 15% della popolazione mondiale, vivrà in un'area coperta dal 5G, mentre 220 milioni dovrebbero essere gli abbonamenti mobile 5G (lo stesso report stima a 3,5 miliardi le sottoscrizioni 5G al 2026).⁵⁰

In Italia, a giugno 2020, è terminata la sperimentazione 5G. Ad oggi, la diffusione di reti 5G in Italia è minore rispetto agli altri paesi europei, frenata dalla carenza di infrastrutture e di dispositivi compatibili, oltre che da alcune problematiche relative all'allestimento delle reti. Per il momento, questa tipologia di rete è già in uso nel nostro paese, soprattutto al nord, in particolare nella zona di Milano.⁵¹

Le aziende ICT si sono dimostrate resilienti di fronte alle sfide indotte dalla crisi dell'ultimo anno. Secondo i dati raccolti da Assintel, nei primi nove mesi dell'anno quasi la metà delle suddette aziende è riuscita a gestire al meglio le difficoltà, con il 18,5% che ha persino visto crescere il proprio fatturato.

Per la rete fissa, l'AGCOM ha rilevato una variazione annuale negativa degli accessi del 2,0%, con una flessione di 391.000 linee, per un valore totale di 19,43 milioni. In merito alla composizione del suddetto valore, la maggior parte degli accessi è avvenuto attraverso FTTC (Fibra su rete mista rame), mentre il 39,1% è riferito agli accessi in rame, il 7,4% in FWA (Fibra su rete mista radio) e l'8,1% in FTTH. Gli accessi attraverso la rete in rame continuano il loro trend ribassista registrando un -10,4% rispetto a settembre 2019, andamento negativo peraltro in controtendenza con le altre fonti (FTTC, FWA e FTTH sono state infatti protagoniste di un andamento al rialzo).⁵²

Gli accessi broadband hanno superato i 17,8 milioni di unità, aumentando di 374 mila unità su base annuale. Nel contempo, le linee ADSL hanno ceduto il 19,5%, con un calo di 1,46 milioni di accessi che ne hanno ridotto il valore a poco più di 6 milioni di linee.

Nel 2020 è stato avviato un progetto di rete unica nazionale. Ad agosto, Tim ha accettato l'offerta del fondo americano Kkr Infrastructure, che per 1,8 miliardi di euro è entrato nella newco FiberCop con il 37,5%. Tim detiene la maggioranza della società con il 58%, mentre il restante 4,5% è detenuto da Fastweb. In FiberCop sono conferite la rete secondaria di Tim e la rete in fibra sviluppata da FlashFiber, con l'intento di accelerare il passaggio dei clienti dal rame alla fibra.⁵³ Dalla fusione tra FiberCop e Open Fiber deriverà la newco AccessCo, il cui capitale, secondo quanto previsto, sarà detenuto almeno al 50% da Tim. Saranno comunque garantite l'indipendenza e la terzietà di AccessCo attraverso un meccanismo di governance condivisa con Cdp Equity.⁵⁴

Al 30 settembre 2020 sul fronte della telefonia mobile, se si considerano le SIM complessive, Vodafone è diventato il primo operatore per quota di mercato (29,1%), davanti a TIM (29%) e Windtre (26,1%). Quest'ultime due peraltro protagoniste di un trend negativo. Da segnalare la continua crescita dell'operatore francese Iliad, affacciatosi sul mercato italiano solo nel 2018, ma già divenuto quarto operatore infrastrutturato del Paese.⁵⁵

Le SIM complessive attive in Italia sono salite a 104,1 milioni. Tale crescita è stata sostenuta dal confermato aumento (+11,9% su base annua) delle SIM "M2M"⁵⁶, che hanno raggiunto quota 26,3 milioni. Le SIM

⁴⁹ AGCOM, Osservatorio sulle comunicazioni – Monitoraggio Covid-19, n.1/2021

⁵⁰ Ericsson, Ericsson Mobility Report 2020

⁵¹ 5G Map - <https://www.speedtest.net/ookla-5g-map>

⁵² AGCOM, Osservatorio sulle comunicazioni n.4/2020

⁵³ Corcom - Via a FiberCop: Tim accetta l'offerta di Kkr da 1,8 miliardi

⁵⁴ Corcom - Avanti tutta su AccessCo, la newco Tim-Open Fiber. Società "aperta" e governance condivisa

⁵⁵ AGCOM, Osservatorio sulle comunicazioni n.4/2020

⁵⁶ Machine to machine, si riferisce alle SIM dedicate esclusivamente al traffico dati con limitata o nessuna interazione umana.

“Human”, pur rimanendo quelle prevalenti con 77,8 milioni, hanno proseguito il loro andamento decrescente.⁵⁷

Gli operatori mobili virtuali (MVO) alla stessa data confermano la loro rilevante crescita, attestandosi al 9,3% di quota di mercato per numero di SIM complessive (9,68 milioni su 104,1 milioni) e al 12,3% nel totale SIM Human (9,57 milioni su 77,8 milioni). Un trend che si conferma al rialzo nonostante che nel conteggio non rientrino i tre operatori mobili virtuali Kena Mobile, ho. e Very Mobile, rispettivamente gli MVO di TIM, Vodafone e Windtre.

Osservando l'andamento del traffico dati su base annua, il numero delle SIM con accesso a Internet è tornato a salire del 2,7%, invertendo il trend al ribasso che ha caratterizzato l'anno precedente (56,9 milioni di unità nel 2020 contro le 55,4 milioni del 2019). Anche il volume del traffico dati è cresciuto prepotentemente, registrando un +52,4% rispetto ai primi nove mesi del 2019.⁵⁸

Il mercato dell'ambiente

Il mercato dell'ambiente si caratterizza per un elevato livello di complessità ed eterogeneità gestionale. Il settore dei rifiuti si compone di due segmenti principali: Rifiuti Urbani (RU) con provenienza domestica e Rifiuti Speciali (RS) principalmente da attività produttive. Le filiere dei rifiuti urbani e speciali comprendono diverse fasi: dalla di raccolta/ritiro e trasporto fino al riciclo, trattamento, recupero e smaltimento. Gli operatori del settore dei rifiuti possono operare in una, in alcune o in tutte le fasi della filiera.

Per quanto riguarda il mercato dei rifiuti urbani, il territorio nazionale è organizzato in 57 Ambiti Territoriali Ottimali (ATO), con Regioni che hanno optato per un ATO regionale e altre in cui la dimensione degli ambiti varia dalla scala provinciale a quella sub-provinciale.

Gli ultimi dati disponibili aggiornati sulla situazione in Italia rilevano che nel 2019 i rifiuti urbani prodotti sono circa 30 milioni di tonnellate, in lieve calo rispetto al 2018 (-0,3%). Incremento solo nel nord Italia (+0,5), con quasi 14,4 milioni di tonnellate di rifiuti, in calo al Centro (-0,2%) con circa 6,6 milioni di tonnellate e al Sud (-1,5%) con 9,1 milioni di tonnellate.

Nel 2019 sono 658 gli impianti di gestione dei rifiuti urbani operativi in Italia: 355 al Nord, 121 al Centro e 182 al Sud. 345 sono dedicati al trattamento della frazione organica della raccolta differenziata, 130 sono impianti per il trattamento meccanico o meccanico biologico dei rifiuti, 131 sono impianti di discarica a cui si aggiungono 37 impianti di incenerimento e 15 impianti industriali che effettuano il coincenerimento dei rifiuti urbani⁵⁹.

Va rilevato che l'aumento della raccolta differenziata ha determinato negli anni una crescente richiesta di nuovi impianti di trattamento, soprattutto per la frazione organica, ma non tutte le regioni dispongono di strutture sufficienti a trattare i quantitativi prodotti.

Nel corso degli ultimi anni è aumentato il numero degli impianti di trattamento a discapito delle discariche, in linea con l'indirizzo europeo di sostituzione del conferimento in discarica a favore del recupero di materia ed energia, contenuto nel Circular Economy Package, il quale pone inoltre l'obiettivo del 65% di raccolta differenziata al 2035⁶⁰.

Nel 2019, il 50% dei rifiuti prodotti e raccolti in maniera differenziata risulta inviato ad impianti di recupero di materia; il riciclaggio totale, comprensivo delle frazioni in uscita dagli impianti di trattamento meccanico e meccanico biologico, si attesta al 53,3% e riguarda le seguenti frazioni: organico, carta e cartone, vetro, metallo, plastica e legno.

Il 21% dei rifiuti urbani è smaltito in discarica, pari a quasi 6,3 milioni di tonnellate, con una riduzione del 3,3% rispetto al 2018. Solo nel Centro Italia si è registrato un incremento (+19,4%), mentre si rilevano riduzioni consistenti nel ricorso alla discarica al Sud (-15,2%) dovute anche ai miglioramenti in termini di raccolta differenziata nelle stesse aree. Il Nord non fa registrare variazioni significative (-0,9%). Più in

⁵⁷ AGCOM, Osservatorio sulle comunicazioni n.4/2020

⁵⁸ AGCOM, Osservatorio sulle comunicazioni n.4/2020

⁵⁹ Comunicato Stampa pubblicazione Rapporto Rifiuti Urbani Ispra edizione 2020

⁶⁰ Direttiva 2018/851/UE

generale, nell'ultimo decennio il ricorso alla discarica si è ridotto del 58,2%, passando da 15 milioni di tonnellate a circa 6,3.

Il 18% dei rifiuti urbani prodotti è incenerito, il dato è in aumento dell'1,4% rispetto al 2018. Su 37 impianti operativi, il 70,3% si trova al Nord, in particolare in Lombardia e in Emilia Romagna⁶¹.

Il contesto attuale evidenzia comunque la necessità di imprimere una accelerazione nel miglioramento del sistema di gestione, soprattutto in alcune zone del Paese (nel trattamento dei rifiuti solo il Nord rappresenta una realtà avanzata, nella quale viene massimizzato il recupero di materia e di energia, grazie alla diffusa dotazione di impianti) per consentire il raggiungimento dei nuovi sfidanti obiettivi previsti dalla normativa Europea. Lo smaltimento in discarica nei prossimi 15 anni dovrà essere dimezzato, la percentuale di rifiuti che vengono avviati ad operazioni di recupero di materia dovrà essere notevolmente incrementata per garantire il raggiungimento del 60% di riciclaggio al 2030 e del 65% al 2035⁶².

Per quanto riguarda la raccolta differenziata, aumenta ancora nel 2019: (+3,1% rispetto al 2018), raggiungendo il 61,3% della produzione nazionale; dal 2008 la percentuale risulta raddoppiata. In valore assoluto, la raccolta differenziata si attesta a poco meno di 18,5 milioni di tonnellate, aumentando di 913 mila tonnellate rispetto al 2018 (17,5 milioni di tonnellate). Nel Nord, la raccolta differenziata rappresenta il 69,6% rispetto alla produzione totale dei rifiuti urbani, al Centro il 58,1%, nel Mezzogiorno il 50,6%. Rispetto al 2018, la percentuale di raccolta differenziata delle regioni del Mezzogiorno cresce di 4,5 punti, quella delle regioni centrali di 3,8 punti e quella delle regioni del Nord di 1,9 punti. Il Sud supera per la prima volta il 50% di raccolta differenziata confermando il trend di crescita degli ultimi anni⁶³.

Nel 2019 superano l'obiettivo del 65% di raccolta differenziata fissato dalla normativa, ben 8 regioni: Veneto (74,7%), Sardegna (73,3%), Trentino Alto Adige (73,1%), Lombardia (72%), Emilia Romagna (70,6%), Marche (70,3%), Friuli Venezia Giulia (67,2%) e Umbria (66,1%).

Focalizzando l'attenzione sulla regione Toscana, secondo i dati dell'ultimo Rapporto Rifiuti Urbani dell'ISPRA, nel 2019 la regione ha raggiunto il 60,2% di raccolta differenziata, valore che risulta costantemente in crescita negli ultimi anni.

Gli impianti di trattamento e smaltimento dei rifiuti urbani presenti in Toscana sono 45, e negli ultimi anni sono rimasti pressoché invariati.

Per quanto riguarda il settore dei Rifiuti Speciali in Italia, i più recenti dati disponibili sono contenuti nel Rapporto Rifiuti Urbani Ispra edizione 2020 e sono riferiti all'anno 2018. Questi dati rivelano che la produzione aumenta del 3,3% rispetto all'anno precedente (circa 4,6 milioni di tonnellate) arrivando a superare 143 milioni di tonnellate. I rifiuti non pericolosi, che rappresentano il 93% del totale di quelli prodotti, crescono, rispetto all'anno precedente, di oltre 4 milioni di tonnellate (+3,3%), mentre quelli pericolosi di 376 mila tonnellate (+3,9%). Al nord Italia si producono quasi 84,9 milioni di tonnellate (59,2% del dato complessivo nazionale). La produzione del Centro si attesta a 25,1 milioni di tonnellate (17,5% del totale), mentre quella del Sud a 33,4 milioni di tonnellate (23,3%).

Tra le attività economiche che maggiormente contribuiscono alla produzione di rifiuti speciali, è confermata l'incidenza del settore costruzioni e demolizioni sulla produzione complessiva: con oltre 60 milioni di tonnellate è quello che concorre maggiormente (42,5% del totale prodotto), seguito dalle attività di trattamento dei rifiuti e di risanamento (oltre 38 milioni di tonnellate prodotte che contribuiscono al 26,5% del totale) e dall'insieme delle attività manifatturiere la cui produzione, 28,6 milioni di tonnellate, sfiora il 20%. Le altre attività economiche contribuiscono, complessivamente, alla produzione di rifiuti speciali con una percentuale dell'11% (15,8 milioni di tonnellate)⁶⁴.

Per quanto riguarda l'attività di gestione dei rifiuti speciali (dati relativi all'anno 2018 aggiornamento Rapporto Rifiuti Speciali ISPRA Edizione 2020), superano i 152 milioni di tonnellate, di cui 143 (93,7% del totale gestito) non pericolosi e i restanti 9,6 milioni (6,3% del totale gestito) pericolosi. Rispetto all'anno precedente si rileva un incremento del 3,7% dei rifiuti complessivamente gestiti; in particolare, le quantità avviate a operazioni di recupero aumentano di poco più del 4 %, e quelle avviate allo smaltimento del 4,5%. Il recupero di materia è predominante con il 67,7% (103,3 milioni di tonnellate). Le operazioni di smaltimento rappresentano circa il 19,3% (30,7 milioni di tonnellate) mentre le altre forme di gestione

⁶¹ Comunicato Stampa pubblicazione Rapporto Rifiuti Urbani Ispra edizione 2020

⁶² Rapporto Rifiuti Urbani 2020 ISPRA

⁶³ Comunicato Stampa pubblicazione Rapporto Rifiuti Urbani Ispra edizione 2020

⁶⁴ Comunicato Stampa pubblicazione Rapporto Rifiuti Speciali dell'Ispra

includono il coincenerimento (1,3%), l'incenerimento (0,8%) e gli stoccaggi (10,9%). Il Nord recupera più della metà del totale dei rifiuti complessivamente gestiti a livello nazionale (53%).

Gli impianti di gestione dei rifiuti speciali (dato riferito all'anno 2018) sono 10.813 di cui 6.232 situati al Nord, 1.880 al Centro e 2.701 al Sud. In Lombardia sono localizzate 2.138 infrastrutture, il 19,8% circa del totale degli impianti presenti sul territorio nazionale. Gli impianti dedicati al recupero di materia sono 4.425 (41% del totale)⁶⁵.

Per quanto riguarda la Toscana, nel 2018 la produzione regionale di rifiuti speciali si attesta a circa 9,8 milioni di tonnellate, il 6,8% del totale nazionale. Il 95,3% (9,3 milioni di tonnellate) è costituito da rifiuti non pericolosi e il restante 4,7% (456 mila tonnellate) da rifiuti pericolosi.

Le principali tipologie di rifiuti prodotte sono rappresentate dai rifiuti delle operazioni di costruzione e demolizione (37,6% della produzione regionale totale) e quelli derivanti dal trattamento dei rifiuti e delle acque reflue (34,7%).

Nonostante la diminuzione del numero complessivo degli impianti (si è passati da 837 del 2017 a 703 del 2018), la Toscana si conferma regione con un'alta concentrazione di impianti rispetto alle altre regioni dell'Italia centrale, (circa il 37% della dotazione impiantistica della macro-area)⁶⁶.

Infine, nel comparto bonifiche ambientali, a livello nazionale risultano attivi 41 Siti di Interesse Nazionale (SIN) e oltre 20 mila Siti di Interesse Regionale (SIR)⁶⁷. In Toscana, sono presenti 4.499 siti interessati da procedimento di bonifica, di cui 2.021 con procedimento chiuso, 449 certificati per avvenuta bonifica, mentre risultano attivi 2.029 siti interessati da procedimento di risanamento con una superficie complessiva di 11.282 ha⁶⁸. La contaminazione dei siti interessati deriva principalmente da attività industriali, gestione e smaltimento dei rifiuti e distribuzione dei carburanti.

In ambito normativo, nel 2020 sono stati pubblicati quattro decreti legislativi, che recepiscono altrettante direttive UE emanate nel 2018 e raccolte nel pacchetto denominato Circular Economy Package:

- D.lgs. 119/2020 Recepimento dell'articolo 1 della direttiva UE 2018/849 in materia di fine vita dei veicoli, di batterie e accumulatori e relativi rifiuti e su AEE e RAEE;
- D.lgs. 118/2020 Recepimento degli articoli 2 e 3 della direttiva UE 2018/849 in materia di fine vita dei veicoli, di batterie e accumulatori e relativi rifiuti e su AEE e RAEE;
- D.lgs.121/2020 Recepimento della direttiva UE 2018/850 in materia di sfruttamento del suolo per lo smaltimento dei rifiuti in discarica;
- D.lgs.116/2020 Recepimento della direttiva UE 2018/851 in materia di gestione e tracciamento dei rifiuti e della direttiva UE 2018/852 in materia di rifiuti da imballaggi.

In materia di gestione dei rifiuti merita un'attenzione particolare il D.lgs.116/2020 il quale si concentra in gran parte sulla riforma sostanziale del sistema di Responsabilità estesa del produttore (di un bene), individuandone specificatamente responsabilità, compiti e ruoli, incentivando soprattutto la progettazione di prodotti volta a ridurre la produzione di rifiuti e l'impatto ambientale. Per consentire il controllo del rispetto degli obblighi istituisce inoltre un "Registro nazionale produttori". Altra novità importante introdotta dal D.lgs.116/2020 è l'istituzione del Registro Elettronico Nazionale per la Tracciabilità dei Rifiuti. Infine, in tema di definizione e classificazione rifiuti, con il D.lgs.116/2020 vengono modificate e introdotte nuove definizioni per rifiuti urbani e imballaggi composti.

6. 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;

⁶⁵ Comunicato Stampa pubblicazione Rapporto Rifiuti Speciali dell'Ispra

⁶⁶ Rapporto Rifiuti Speciali ISPRA Edizione 2020

⁶⁷ Stato delle procedure per la bonifica Febbraio 2021 – Minambiente

⁶⁸ Annuario dei dati ambientali ARPAT 2020

- (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.

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 e 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.

7. ANDAMENTO DELLA GESTIONE – DATI ECONOMICI

L'esercizio 2020 evidenzia risultati in significativa crescita rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente.

In riferimento ai dati comparativi, si evidenzia che i saldi al 31 dicembre 2019 sono stati riesposti per riflettere gli effetti di quanto descritto nella Nota 7.2 "Riesposizione Acquisizioni dell'esercizio 2019" della nota integrativa, cui si rinvia per approfondimenti.

I principali dati reddituali per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2020, 2019 Riesposto, e 2019 sono riportati nella seguente tabella:

Conto Economico (valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre					
	2020		2019 Riesposto		2019	
	Valore	Incidenza	Valore	Incidenza	Valore	Incidenza
Totale Ricavi	762.350	100%	996.922	100%	996.922	100%
Consumi esterni	(619.557)	(81%)	(864.594)	(87%)	(864.594)	(87%)
Costi del personale	(39.230)	(5%)	(39.348)	(4%)	(39.348)	(4%)
Proventi/(oneri) da gestione rischio commodity	(1.205)	-	3.582	-	3.582	-
Quota dei proventi/(oneri) da valutazione delle partecipazioni di natura non finanziaria con il metodo del PN	671	-	679	-	679	-
Margine operativo lordo (Ebitda)	103.029	14%	97.240	10%	97.240	10%
Ammortamenti e svalutazioni	(48.024)	(6%)	(46.971)	(5%)	(47.693)	(5%)
Accantonamenti	(13.224)	(2%)	(11.744)	(1%)	(11.744)	(1%)
Risultato operativo	41.781	5%	38.525	4%	37.803	4%
Gestione finanziaria	(9.662)	(1%)	(10.552)	(1%)	(10.552)	(1%)
Utile ante imposte	32.119	4%	27.973	3%	27.251	3%
Imposte sul reddito dell'esercizio	38.167	5%	(10.306)	(1%)	(10.343)	(1%)
Risultato netto derivante dalle attività in funzionamento	70.286	9%	17.667	2%	16.908	2%
Risultato netto attività cessate / in dismissione	-	-	(208)	-	(208)	-
Utile netto	70.286	9%	17.459	2%	16.700	2%
Risultato di pertinenza di terzi	111	-	72	-	72	-
Risultato del Gruppo	70.175	9%	17.387	2%	16.628	2%

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 2020, 2019 Riesposto e 2019:

Conto Economico (valori in migliaia di euro)	ADJUSTED Esercizio chiuso al 31 dicembre					
	2020		2019 Riesposto		2019	
	Valore	Incidenza	Valore	Incidenza	Valore	Incidenza
Totale Ricavi	760.683	100%	985.784	100%	985.784	100%
Consumi esterni	(614.193)	(81%)	(863.663)	(88%)	(863.663)	(88%)
Costi del personale	(39.230)	(5%)	(39.348)	(4%)	(39.348)	(4%)
Proventi/(oneri) da gestione rischio commodity	(1.205)	-	3.582	-	3.582	-
Quota dei proventi/(oneri) da valutazione delle partecipazioni di natura non finanziaria con il metodo del PN	671	-	679	-	679	-
Margine operativo lordo Adjusted (Ebitda Adjusted)	106.726	14%	87.034	9%	87.034	9%
Ammortamenti e svalutazioni	(48.024)	(6%)	(44.423)	(5%)	(45.145)	(5%)
Accantonamenti	(13.224)	(2%)	(11.744)	(1%)	(11.744)	(1%)
Risultato operativo Adjusted (Ebit Adjusted)	45.478	6%	30.867	3%	30.145	3%
Gestione finanziaria <i>adjusted</i>	(8.427)	(1%)	(10.552)	(1%)	(10.552)	(1%)
Utile ante imposte Adjusted	37.051	5%	20.315	2%	19.593	2%
Imposte sul reddito dell'esercizio Adjusted	(12.451)	(2%)	(8.448)	(1%)	(8.485)	(1%)
Risultato netto derivante dalle attività in funzionamento	24.600	3%	11.867	1%	11.108	1%
Risultato netto attività cessate / in dismissione	-	-	-	-	-	-
Utile netto Adjusted	24.600	3%	11.867	1%	11.108	1%
Risultato di pertinenza di terzi	111	-	72	-	72	-
Risultato del Gruppo Adjusted	24.489	3%	11.795	1%	11.036	1%

Il conto economico consolidato del Gruppo 2020 e 2019 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 o è 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 2020 e 2019:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2020	2019
Accordi transattivi su cessione di Andali Energia S.r.l.	-	(1.547)
Coefficiente k - Delibera 32/2019/R/gas del 29/01/2019	-	(7.312)
Cambio iscrizione incentivi sicurezza distribuzione gas	(507)	(2.279)
Recupero componenti tariffarie esercizi precedenti	(1.160)	-
Totale ricavi non ricorrenti	(1.667)	(11.138)
Minusvalenza contatore elettronici	-	932
Rideterminazione canoni concessori esercizi precedenti	(636)	-
Accordo Transattivo con Comune di Prato	6.000	-
Totale costi e ricavi non ricorrenti con impatto sull'EBITDA	3.697	(10.206)
Svalutazione di attività materiali a seguito di impairment test dell'impianto di Idrogena	-	346
Svalutazione di attività materiali misuratori distribuzione gas	-	2.202
Totale costi e ricavi non ricorrenti con impatto sul Risultato Operativo (EBIT)	3.697	(7.658)
Svalutazione partecipazione in Sei Toscana	1.235	-
Totale costi e ricavi non ricorrenti con impatto sul Risultato ante imposte	4.932	(7.658)
Adeguamento fiscalità differita per riconoscimento fiscale plusvalori ex L. n. 126 del 13 ottobre 2020	(48.989)	-
Cancellazione saldo IRAP 2019 e primo acconto 2020	(860)	-
<i>Effetto fiscale sui costi e ricavi non ricorrenti</i>	(769)	1.858
Totale costi e ricavi non ricorrenti con impatto sul Risultato Netto derivanti dalle attività in funzionamento	(45.686)	(5.800)
Adeguamento al valore di presumibile realizzo delle attività nette della controllata Useneko	-	208
Totale costi e ricavi non ricorrenti connesse ad attività cessate / in dismissione	-	208
Totale costi e ricavi non ricorrenti con impatto sul Risultato Netto	(45.686)	(5.592)

Nell'esercizio 2020 si evidenziano i seguenti elementi non ricorrenti (con impatto positivo complessivo sul risultato netto per Euro 45.686 migliaia):

- Maggiori ricavi per incentivi sicurezza sull'attività di distribuzione gas iscritti nell'esercizio 2020, a seguito del cambio di criterio di contabilizzazione descritto nella nota integrativa a commento della voce "altri ricavi operativi" (Euro 507 migliaia);
- Recupero di componenti tariffarie a valere su esercizi precedenti nel settore della distribuzione di gas naturale (Euro 1.160 migliaia);
- Minori costi operativi per rideterminazione di canoni di concessione di distribuzione di gas naturale di esercizi precedenti con Comuni concedenti (Euro 636 migliaia). Si rinvia al riguardo al paragrafo della nota integrativa "Contenziosi con alcuni Comuni concedenti nella fase di gestione ope legis del servizio di distribuzione di gas naturale";
- Oneri straordinari scaturenti dall'accordo transattivo con il Comune di Prato, come illustrato negli eventi di rilievo dell'esercizio (Euro 6.000 migliaia);
- Svalutazioni della partecipazione detenuta in Sei Toscana S.r.l., come illustrato in nota integrativa a commento delle partecipazioni (Euro 1.235 migliaia);
- Effetti derivanti dall'adeguamento delle attività/(passività) per imposte anticipate/(differite) iscritte sulla differenza tra i valori delle attività nel consolidato ed i nuovi valori riconosciuti fiscalmente al 31 dicembre 2020 per effetto dell'opzione adottata dal Gruppo di avvalersi dell'applicazione della norma in materia di rivalutazione e riallineamento, di cui alla legge n. 126 del 13 ottobre 2020 recante "Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 14 agosto 2020, n. 104", come illustrato negli eventi di rilievo dell'esercizio (Euro 48.989 migliaia)
- Minori imposte sul reddito derivanti dalla cancellazione del saldo 2019 ed il primo acconto Irap 2020 ai sensi del decreto Rilancio, art. 24 (Euro 860 migliaia)

Gli aggiustamenti hanno un effetto fiscale di Euro 769 migliaia (minori imposte sul reddito).

Gli aggiustamenti hanno incidenza quasi interamente sull'utile di Gruppo.

Nell'esercizio 2019 si evidenziano i seguenti elementi non ricorrenti (con impatto positivo complessivo sul risultato netto Euro 5.592 migliaia):

- Ricavi per Euro 1.547 migliaia per effetto della revisione del prezzo di cessione della società Andali Energia S.r.l., ceduta nel 2017;
- Ricavi per Euro 7.312 derivanti dalla Delibera 32/2019/R/gas del 29/01/2019⁶⁹;
- Maggiori ricavi per incentivi sicurezza sull'attività di distribuzione gas iscritti nell'esercizio 2019, a seguito del cambio di criterio di contabilizzazione descritto nella nota integrativa a commento della voce "altri ricavi operativi" (Euro 2.279 migliaia);
- Minusvalenze patrimoniali sull'eliminazione straordinaria di contatori elettronici malfunzionanti per Euro 932 migliaia;
- Svalutazioni di attività materiali per *impairment* della centralina mini-idro realizzata nel Comune di Castel San Niccolò (AR) e di misuratori elettronici per la distribuzione gas, pari rispettivamente ad Euro 346 ed Euro 2.202 migliaia, come descritto nel paragrafo "Impairment test ai sensi dello IAS 36 sul valore delle attività materiali" ed "Attività immateriali";
- Risultato realizzato dalla controllata destinata alla vendita Useneko nella frazione d'esercizio antecedente la cessione di Euro 208 migliaia.

Gli aggiustamenti hanno un effetto fiscale di Euro 1.858 migliaia (maggiori imposte sul reddito).

Gli aggiustamenti hanno incidenza solo sull'utile di Gruppo.

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 luce, del Mercato Regolato che comprende le attività di Distribuzione gas naturale e Distribuzione e vendita gpl e la SBU "Corporate e Altro" che comprende i

⁶⁹ *Delibera 32/2019/R/gas del 29/01/2019 - Ottemperanza alla sentenza del Consiglio di Stato 4825/2016 di annullamento della deliberazione dell'Autorità ARG/gas 89/10 - modalità di regolazione delle partite economiche tra venditori e clienti finali per il periodo 2010-2012.* Con la citata Delibera ARERA ha definito le modalità di regolazione delle partite economiche di gas naturale tra venditori e clienti finali per il periodo 2010-2012, in ottemperanza alla sentenza del Consiglio di Stato 4825/2016. Tale sentenza aveva annullato il valore del coefficiente K allora vigente nella formula della QE della tariffa regolata gas e consentito all'ARERA di ridefinire un valore più congruo rispetto alle argomentazioni della sentenza stessa. La delibera in oggetto dispone il recupero delle necessarie somme, attraverso un meccanismo indiretto, basato sull'applicazione di una componente variabile addizionale della tariffa distribuzione a determinate categorie di clienti. Il gettito derivante da tale componente verrà incamerato dalla CSEA e versato in tre sessioni ai venditori aventi diritto, sulla base di un sistema di certificazione dei volumi di gas naturale prelevati dai rispettivi clienti finali in tutela nel periodo considerato. Per effetto di tale Delibera, le società di vendita di gas naturale del Gruppo si sono viste riconoscere rimborsi per complessivi Euro 7.312 migliaia, iscritti nella voce "altri ricavi operativi" del bilancio consolidato al 31 dicembre 2019.

comparti dei servizi digitali (telecomunicazioni), dell'efficienza energetica (servizi energetici e rinnovabili), della selezione e stoccaggio di rifiuti (ambiente) e dei servizi corporate svolti dalla capogruppo.

Nel corso del 2020 il Gruppo ha operato una riorganizzazione interna della Sbu Distribuzione Gas con la nuova denominazione di Mercato Regolato collocando anche le attività di distribuzione e vendita gpl all'interno della Sbu per analogia in termini di attività svolta, di assegnazione di obiettivi e monitoraggio dei risultati. In considerazione di quanto esposto i risultati del comparto distribuzione e vendita gpl sono stati inclusi nel segmento operativo Mercato Regolato sia per l'esercizio 2020 che per il 2019, in precedenza tali valori erano compresi nella Sbu Corporate e Altro.

Il settore della vendita gas e luce include anche l'attività di trading, svolta sia con finalità di 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"), sia con finalità, entro limiti di rischio predefiniti, di cogliere opportunità di profitto aggiuntivo di breve termine.

La suddivisione in SBU rispecchia la reportistica utilizzata dal Management per l'analisi e la pianificazione dei business gestiti.

La tabella che segue illustra il totale dei ricavi adjusted, comprensivi dei ricavi delle vendite e delle prestazioni e degli altri ricavi, di ciascuna area di business del Gruppo Estra per gli esercizi conclusi al 31 dicembre 2020 e 2019, 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	
	2020	% su Totale Ricavi Adjusted	2019	% su Totale Ricavi Adjusted	2020 vs 2019	%
Vendita di gas e luce	669.349	88%	892.973	91%	(223.624)	(25%)
Mercato Regolato	106.418	14%	107.082	11%	(664)	(1%)
Corporate ed altre aree di <i>business</i>	55.930	7%	60.847	6%	(4.917)	(8%)
Rettifiche ed elisioni	(71.014)	(9%)	(75.118)	(8%)	4.104	(5%)
Totale Ricavi Adjusted	760.683	100%	985.784	100%	(225.101)	(23%)

Al 31 dicembre 2020 il Gruppo ha conseguito ricavi adjusted complessivi per 760,7 milioni di euro con una diminuzione del 23% rispetto al 2019. La riduzione dei ricavi è principalmente relativa alla Sbu Vendita gas e luce, 223,6 milioni di euro ed in particolare alla diminuzione dei ricavi del comparto gas, per effetto di:

- i) diminuzione dei prezzi delle commodities;
- ii) riduzione delle attività di vendita di gas naturale al PSV;
- iii) minori volumi venduti a causa delle temperature particolarmente miti nei mesi invernali e della riduzione delle attività nel settore produttivo nel periodo del lockdown dovuto all'emergenza sanitaria.

In leggera diminuzione i ricavi della Sbu Mercato Regolato (-664 mila euro) dove la gestione per l'intero esercizio della società Murgia Srl acquisita ad aprile 2019 è stata compensata dalla diminuzione dei ricavi per la negoziazione titoli efficienza energetica per minor quantitativo di titoli acquistati.

La diminuzione dei ricavi della Sbu Corporate e altro è dovuta alla riduzione delle attività nel periodo di emergenza Covid-19 del comparto Servizi Energetici e alla riduzione dei ricavi dei service della Capogruppo verso le altre società del gruppo per la diminuzione dei costi operativi.

I costi esterni diminuiscono di 249,5 milioni di euro (-34%) con un'incidenza sui ricavi che passa dal 88% del 2019 all'81%. La riduzione dei costi esterni è dovuta, prevalentemente, ai minori costi di acquisto delle commodities e alla riduzione di costi commerciali, generali e amministrativi rispetto al 2019.

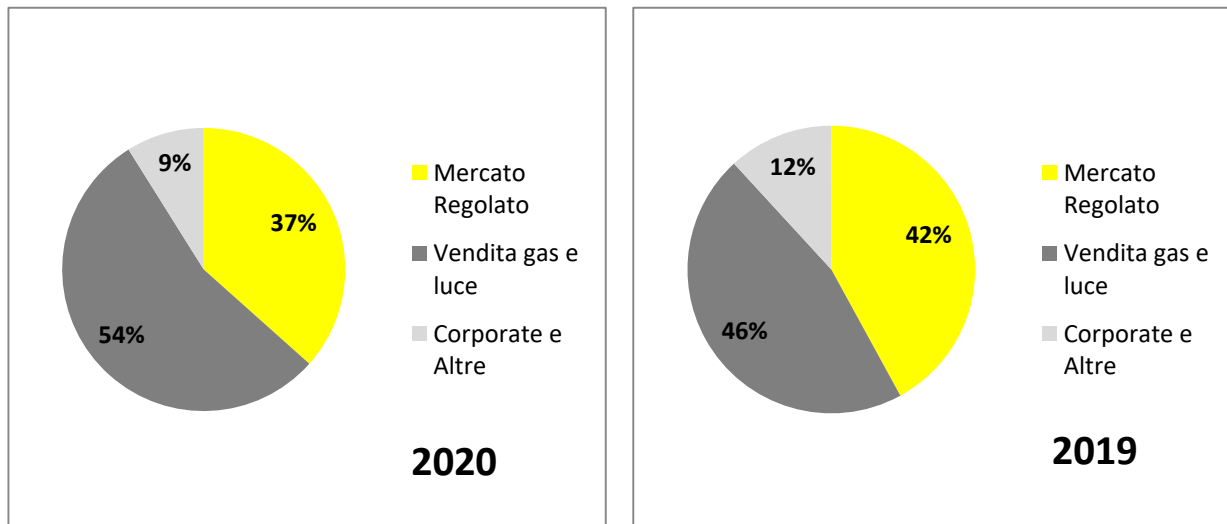
Stabile il costo del lavoro, 39,2 milioni di euro nel 2020 rispetto a 39,3 del 2019. Il consolidamento per l'intero esercizio della controllata Murgia e gli incrementi retributivi previsti dal CCNL sono stati compensati dalla riduzione dell'organico aziendale per cessazione di rapporti di lavoro e da minori costi per prestazioni di lavoro straordinario.

La gestione rischio commodity registra, nell'esercizio 2020 oneri per 1,2 milioni di euro rispetto a un valore positivo di 3,6 milioni registrato nel 2019 principalmente a causa della variazione del fair value dei commodity swap utilizzati nell'attività di commercializzazione gas.

I proventi da valutazione partecipazioni di natura non finanziaria, 671 mila euro nel 2020 (679 mila Euro nel 2019), sono relativi al risultato di esercizio della società Edma Reti Gas S.r.l.

L'ebitda adjusted è pari a 106,7 milioni di Euro, con una crescita di 19,7 milioni (+28%) rispetto ai 87,0 milioni del 2019. L'incidenza sui ricavi passa dal 9% al 14%.

Si fornisce di seguito il dettaglio della composizione dell'EBITDA tra le varie SBU per gli esercizi 2020 e 2019 che evidenzia la maggiore incidenza della Sbu Vendita Gas e Luce che passa dal 46% al 54% per il sensibile incremento della marginalità nei comparti della vendita gas e energia elettrica.



Gli ammortamenti e svalutazioni ammontano a 48,0 milioni di euro, in aumento rispetto ai valori dell'esercizio precedente (44,4 milioni) per il consolidamento per l'intero esercizio della società Murgia Srl, per i nuovi investimenti in reti e impianti distribuzione gas, in reti FTTH nel comparto dei servizi digitali e per gli investimenti per sviluppo della rete commerciale del gruppo.

In aumento gli accantonamenti che passano da 11,7 a 13,2 milioni di euro e che sono riconducibili principalmente alla Sbu Vendita.

Per effetto di quanto sopra, l'ebit adjusted passa da 30,9 milioni di euro del 2019 Riesposto a 45,5 milioni del 2020 con una variazione positiva di 14,6 milioni di euro (+47%)

La gestione finanziaria presenta un saldo negativo di 8,4 milioni di euro in miglioramento rispetto ai 10,6 milioni del 2019 Riesposto per i) l'aumento dei proventi attivi maturati sui conti correnti bancari grazie alla maggiore remunerazione di alcune somme vincolate fino al 31 dicembre 2020 (0,0 milioni di euro) ii) la riduzione degli interessi passivi grazie al minore indebitamento medio dell'esercizio 2020 rispetto al 2019, oltre che al miglioramento dei tassi di mercato (-1,2 milioni di euro).

La diminuzione degli oneri finanziari è stata in parte compensata dai minori interessi attivi verso clienti (-0,5 milioni di euro rispetto al 2019) per la concessione di rateizzazioni senza applicazione di interessi ai clienti che a causa dell'emergenza Covid19, hanno avuto difficoltà oggettive nel pagamento delle bollette del gas e dell'energia elettrica.

L'utile ante imposte adjusted si attesta a 37,1 milioni di euro (20,3 milioni nel 2019 Riesposto).

Le imposte sul reddito ammontano a 12,5 milioni di euro con un tax rate del 33,6% in diminuzione rispetto al 41,6% del 2019 Riesposto.

L'utile netto adjusted è pari a 24,6 milioni di euro (11,9 milioni nel 2019 Riesposto).

8. ANDAMENTO DELLA GESTIONE – SITUAZIONE PATRIMONIALE-FINANZIARIA

Di seguito sono forniti i principali dati patrimoniali e finanziari al 31 dicembre 2020, 2019 Riesposto e 2019.

8.1 INDICATORI PATRIMONIALI 2020 COMPARATI CON IL 2019

Stato Patrimoniale Riclassificato (valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2020		Esercizio chiuso al 31 dicembre 2019 Riesposto		Esercizio chiuso al 31 dicembre 2019	
	Valore	Incidenza	Valore	Incidenza	Valore	Incidenza
Immateriali	480.513	70,3%	481.375	76,8%	477.241	76,2%
Materiali	105.341	15,4%	107.327	17,1%	109.570	17,5%
Partecipazioni e attività finanziarie non correnti	39.777	5,8%	38.789	6,2%	38.789	6,2%
Capitale Immobilizzato	625.631	91,5%	627.490	100,1%	625.600	99,9%
Altre attività e passività non correnti	(3.865)	(0,6%)	(53.306)	(8,5%)	(52.174)	(8,3%)
Capitale Circolante Netto Commerciale	81.988	12,0%	90.903	14,5%	90.903	14,5%
Altre attività e passività correnti	(19.997)	(2,9%)	(38.363)	(6,1%)	(38.363)	(6,1%)
Attività e Passività destinate alla vendita	-	-	-	-	-	-
Capitale Investito Netto	683.757	100,0%	626.725	100,0%	625.966	100,0%
Patrimonio Netto	392.377	57,4%	322.552	51,5%	321.793	51,4%
Indebitamento finanziario corrente netto	(37.481)	(5,5%)	(73.690)	(11,8%)	(73.690)	(11,8%)
Indebitamento finanziario non corrente	328.861	48,1%	377.863	60,3%	377.863	60,4%
Indebitamento Finanziario Netto	291.380	42,6%	304.173	48,5%	304.173	48,6%
Totale fonti di finanziamento	683.757	100,0%	626.725	100,0%	625.966	100,0%

Con riferimento all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2020 il capitale immobilizzato passa da Euro 627,5 milioni di Euro a 625,6 milioni. I principali investimenti sono relativi alla realizzazione di reti, impianti e misuratori della Sbu Mercato Regolato, allo sviluppo della rete commerciale della Sbu Vendita gas e luce e alla realizzazione di infrastrutture FTTH per servizi digitali.

La sensibile variazione delle altre attività e passività non correnti, che passano da -53,3 a -3,9 milioni di euro, è dovuta agli effetti della rivalutazione e/o riallineamento civilistico e fiscale delle attività con iscrizione di crediti per imposte anticipate e riversamento di imposte differite.

La diminuzione del capitale circolante commerciale è dovuta alle minori rimanenze di gas in stoccaggio rispetto all'esercizio precedente e alla riduzione dei crediti commerciale (-47,1 milioni di euro) parzialmente compensata dalla riduzione dei debiti commerciali (-44,7 milioni di euro).

L'aumento delle attività e passività correnti è dovuto, prevalentemente, alla riduzione dei debiti per dividendi da erogare e al credito per imposte consumo e addizionali gas e energia elettrica rilevato nel 2020 rispetto al debito registrato nel 2019.

Il capitale investito netto ammonta a Euro 683,8 milioni di euro in crescita del 9% rispetto al 2019.

Il patrimonio netto al 31 dicembre 2020 ammonta a Euro 392,4 milioni di euro (Euro 322,6 al 31 dicembre 2019 Riesposto). Le variazioni intervenute nell'esercizio sono riconducibili al risultato di periodo in sensibile crescita rispetto ai periodi precedenti agli effetti positivi della rivalutazione e riallineamento dei beni di impresa (49 milioni di euro) e al miglioramento dei risultati della gestione corrente.

Il patrimonio netto rappresenta il 57,4% delle fonti di finanziamento in crescita rispetto al 51,5% del 2019 Riesposto.

L'indebitamento finanziario netto è pari a 291,4 milioni di euro (304,2 nel 2019 Riesposto) con un'incidenza sulle fonti di finanziamento capitale raccolto che scende dal 48,5% al 42,6%.

8.2 STRUTTURA FINANZIARIA 2020 COMPARATO CON 2019

Si riporta di seguito il dettaglio della composizione dell'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2020 e 2019 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).

Indebitamento finanziario netto (valori in migliaia di euro)		Esercizio chiuso al 31 dicembre	
		2020	2019
A.	Cassa	16	17
B.	Altre disponibilità liquide	160.233	195.731
C.	Titoli detenuti per la negoziazione	-	-
D.	Liquidità (A) + (B) + (C)	160.249	195.748
E.	Crediti finanziari correnti	13.546	34.797
	- strumenti finanziari derivati correnti	13.449	34.130
	- Crediti verso banche per interessi attivi	97	667
F.	Debiti bancari correnti	32.509	31.601
G.	Parte corrente dell'indebitamento non corrente	93.784	88.271
	- debiti bancari	87.925	82.182
	- obbligazioni emesse	-	-
	- debiti v/altri finanziatori per leasing finanziari	352	341
	- debiti v/altri finanziatori per leasing operativi	4.072	4.313
	- debiti v/soci per finanziamenti	1.435	1.435
H.	Altri debiti finanziari correnti	10.021	36.983
	- strumenti finanziari derivati correnti	10.021	36.983
I.	Indebitamento finanziario corrente (F) + (G) + (H)	136.314	156.855
J.	Indebitamento finanziario corrente netto (I) - (E) - (D)	(37.481)	(73.690)
K.	Debiti bancari non correnti	161.135	206.810
L.	Obbligazioni emesse	145.835	145.292
M.	Altri debiti non correnti	21.891	25.761
	- debiti v/altri finanziatori per leasing finanziari	4.401	4.753
	- debiti v/altri finanziatori per leasing operativi	10.685	12.768
	- debiti v/soci per finanziamenti	6.805	8.240
N.	Indebitamento finanziario non corrente (K) + (L) + (M)	328.861	377.863
O.	Indebitamento finanziario netto (J) + (N)	291.380	304.173

Al 31 dicembre 2020 l'indebitamento finanziario netto è pari Euro 291,4 milioni in miglioramento rispetto al 31 dicembre 2019 di Euro 12,8 milioni.

Le principali variazioni sono relative a:

- la diminuzione delle disponibilità liquide (da Euro 195,7 milioni ad Euro 160,2 milioni migliaia);
- la diminuzione dei debiti per strumenti finanziari derivati (Euro 27 milioni), variazione parzialmente compensata dalla riduzione dei crediti per strumenti derivati correnti (Euro 20,7 milioni);
- la riduzione dell'indebitamento finanziario non corrente che passa da 377,9 milioni migliaia ad Euro 328,9 milioni per effetto della riduzione dei debiti bancari non correnti relativi al pagamento delle rate su prestiti a medio e lungo termine.

8.3 PRINCIPALI INDICATORI FINANZIARI 2020 E 2019

Nel seguito sono esposti i principali indici finanziari e patrimoniali sulla base del bilancio consolidato al 31 dicembre 2020 e 2019:

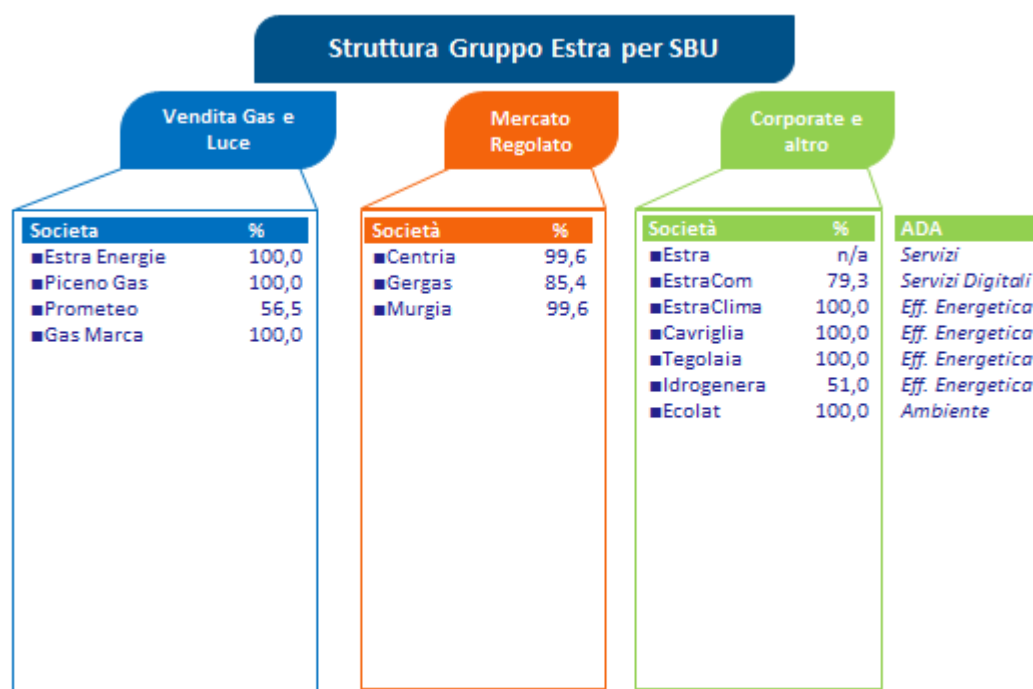
Indicatori patrimoniali e finanziari consolidati	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2020	2019
Rapporto di solidità (totale attività non correnti / totale attivo)	59,4%	53,2%
Rapporto di elasticità (totale attività correnti / totale attivo)	40,6%	46,8%
Rapporto di disponibilità (totale attività non correnti / totale attività correnti)	146,4%	113,9%
Rapporto Indebitamento Finanziario Netto /Equity - (Leverage)	0,7	0,9
Rapporto Indebitamento Finanziario Netto /EBITDA Adjusted	2,7	3,5
Rapporto Indebitamento finanziario a breve termine/Indebitamento finanziario netto	(0,1)	(0,2)
Rapporto Indebitamento finanziario a lungo termine/Indebitamento finanziario netto	1,1	1,2

Nel seguito sono esposti i principali indici economici sulla base dei risultati adjusted del bilancio consolidato al 31 dicembre 2020 e 2019:

Indicatori economici	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2020	2019
EBITDA margin (Ebitda adjusted/Ricavi)	14,0%	8,8%
ROE (Utile Netto Adjusted/Patrimonio Netto)	6,3%	3,7%
ROI (Ebit Adjusted/Capitale Investito Netto)	6,7%	4,9%

9. 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 adjusted per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2020 e 2019 delle strategic business units:

Settori operativi 2020 (valori in migliaia di euro)	Mercato Regolato	Vendita gas e luce	Corporate e Altre	Rettifiche e Elisioni	Totale
Totale Ricavi	106.418	669.348	55.930	(71.014)	760.683
Costi esterni	(53.317)	(598.759)	(33.130)	71.014	(614.193)
Costi del personale	(14.714)	(11.228)	(13.288)	-	(39.230)
Proventi/(oneri) da gestione rischio commodity	-	(1.205)	-	-	(1.205)
Quota del risultato di società collegate e joint venture di natura non finanziaria	671	-	-	-	671
EBITDA	39.058	58.156	9.512	-	106.726
Ammortamenti	(18.508)	(17.243)	(12.272)	-	(48.024)
Accantonamenti	(280)	(12.783)	(161)	-	(13.224)
Risultato operativo (EBIT)	20.270	28.130	(2.921)	-	45.479

Settori operativi 2019 Riesposto (valori in migliaia di euro)	Mercato Regolato	Vendita gas e luce	Corporate e Altre	Rettifiche e Elisioni	Totale
Totale Ricavi	107.082	892.973	60.847	(75.118)	985.784
Costi esterni	(56.512)	(845.592)	(36.677)	75.118	(863.662)
Costi del personale	(14.666)	(10.808)	(13.874)	-	(39.348)
Proventi/(oneri) da gestione rischio commodity	-	3.582	-	-	3.582
Quota del risultato di società collegate e joint venture di natura non finanziaria	679	-	-	-	679
EBITDA	36.583	40.155	10.296	-	87.034
Ammortamenti	(17.023)	(15.334)	(12.066)	-	(44.423)
Accantonamenti	(166)	(11.331)	(247)	-	(11.744)
Risultato operativo (EBIT)	19.394	13.490	(2.017)	-	30.867

9.1 MERCATO REGOLATO

La seguente tabella presenta i principali dati economici relativi all'attività di distribuzione di gas naturale e distribuzione e vendita di gas gpl del Gruppo Estra per gli esercizi conclusi al 31 dicembre 2020 e 2019.

Mercato Regolato	Esercizio chiuso al 31 dicembre				Variazione del periodo	
Conto economico del settore operativo (valori in migliaia di Euro)	2020	% su Totale Ricavi Adjusted	2019	% su Totale Ricavi Adjusted	2020 vs 2019	%
Totale Ricavi Adjusted	106.418	100%	107.082	100%	(664)	(1%)
Costi esterni <i>adjusted</i>	(53.317)	(50%)	(56.512)	(53%)	3.195	(6%)
Costi del personale	(14.714)	(14%)	(14.666)	(14%)	(48)	-
Proventi/(oneri) da partecipaz. di natura non fin.	671	1%	679	1%	(8)	(1%)
EBITDA Adjusted	39.058	37%	36.583	34%	2.475	7%
Ammortamenti e svalutazioni	(18.508)	(17%)	(17.023)	(16%)	(1.485)	9%
Accantonamenti	(280)	-	(166)	-	(114)	69%
EBIT Adjusted	20.270	19%	19.394	18%	876	5%

Andamento 2020 comparato al 2019

Al 31 dicembre 2020 la SBU Mercato Regolato presenta ricavi da tariffa di vettoriamento pari a 66,6 milioni di euro in crescita rispetto ai 65,2 milioni di euro dell'esercizio precedente. La differenza è dovuta alla gestione per l'intero esercizio di circa 66 mila pdr nell'Atem Bari 2 e Foggia 1 rilevati da 2i Rete Gas con inizio gestione al 1 aprile 2019. I ricavi tariffari 2020 sono influenzati dall'impatto della nuova regolazione tariffaria RTDG 2020-2025 che prevede una sensibile diminuzione della componente opex della

distribuzione e l'omogeneizzazione della remunerazione degli investimenti tra distribuzione e misura con il WACC della misura che dal 6,8% precedente si allinea nel 2020 al 6,3% della distribuzione.

In diminuzione i ricavi del comparto gpl che passano da 3,2 a 2,8 milioni di euro.

Stabili i costi capitalizzati relativi a estendimenti reti e posa misuratori a 21,1 milioni di euro.

I ricavi per negoziazione dei titoli efficienza energetica passano da 9,7 milioni a 7,1 milioni di euro con corrispondente riduzione dei costi di acquisto. In crescita gli altri ricavi (da 7,8 a 8,9 milioni di euro) per aumento incentivo sicurezza impianti e per conguagli tariffari. Tale incremento ha compensato la riduzione dei ricavi per prestazioni accessorie ai clienti ridotte durante il periodo di emergenza Covid-19.

L'ebitda è pari a 39,1 milioni di euro, in crescita rispetto ai 36,6 del 2019. Il contributo dell'operazioni M&A è pari a 1,1 milioni di euro. La crescita dell'ebitda è inoltre dovuta ad efficienze operative sulla gestione.

In aumento (+1,5 milioni di euro) gli ammortamenti per le acquisizioni aziendali e per gli investimenti realizzati.

L'ebit è pari a 20,3 milioni di euro (19,4 nel 2019) con una variazione positiva del 5%.

In crescita i principali dati gestionali relativi ai PDR attivi e km di rete grazie ai nuovi investimenti realizzati.

La seguente tabella mostra i principali dati gestionali del Gruppo Estra relativi al Mercato Regolato (distribuzione gas e gpl) per gli esercizi conclusi al 31 dicembre 2020 e 2019.

Indicatori gestionali	Esercizio chiuso al 31 dicembre		Variazione del periodo	
	2020	2019	2020 vs 2019	%
Gas immesso in rete (Mln'mc)	652	663	(11)	(1,7%)
PDR attivi ('000)	516	516	-	0,1%
Km di rete	7.015	6.984	31	0,4%

10. 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 "Parti correlate").

10.1 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 2020 e 2019.

Vendita gas e luce	Esercizio chiuso al 31 dicembre				Variazione del periodo	
	2020	% su Totale Ricavi Adjusted	2019	% su Totale Ricavi Adjusted	2020 vs 2019	%
Conto economico del settore operativo						
(valori in migliaia di Euro)						
Totale Ricavi Adjusted	669.348	100%	892.973	100%	(223.625)	(25%)
Costi esterni	(598.759)	(89%)	(845.592)	(95%)	246.833	(29%)
Costi del personale	(11.228)	(2%)	(10.808)	(1%)	(420)	4%
Proventi/(oneri) da gestione rischio commodity	(1.205)	-	3.582	-	(4.787)	(134%)
EBITDA Adjusted	58.156	9%	40.155	4%	18.001	45%
Ammortamenti e svalutazioni	(17.243)	(3%)	(15.334)	(2%)	(1.909)	12%
Accantonamenti	(12.783)	(2%)	(11.331)	(1%)	(1.452)	13%
EBIT Adjusted	28.130	4%	13.490	2%	14.640	109%

I ricavi del comparto vendita gas e luce registrano una diminuzione di 223,6 milioni di euro rispetto al 2019 principalmente per effetto di:

- diminuzione delle vendite gas nel comparto gas per andamento climatico mite e per la riduzione delle attività produttive nel periodo di emergenza Covid-19 per 50,7 milioni di euro;
- diminuzione delle vendite al PSV e per operazioni di bilanciamento con ricavi che passano da 89,2 milioni di euro del 2019 a 6,4 milioni di euro del 2020;
- diminuzione delle vendite ai clienti grossisti del comparto elettrico parzialmente compensate dai maggiori volumi venduti ai clienti domestici. La variazione complessiva dei volumi ha portato a una riduzione di 1,3 milioni di euro dei ricavi.
- diminuzione delle tariffe unitarie di vendita, prevalentemente nel comparto gas con un effetto sui ricavi per 78 milioni di euro;
- riduzione delle componenti passanti della distribuzione gas, per minori volumi venduti (-11 milioni di euro)

I ricavi del comparto gas rappresentano il 78% dei ricavi della Sbu (84% nel 2019).

L'ebitda della SBU Vendita gas e luce è pari a 58,2 milioni di euro in crescita di 18 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente e rappresenta il 54% dell'ebitda consolidato (42% nel 2019). L'incremento è da imputare a: *i*) al miglioramento delle condizioni di approvvigionamento e al rafforzamento delle politiche di copertura dal rischio prezzo della commodity nel comparto gas, *ii*) all'aumento della marginalità nel comparto elettrico dovuta alle maggiori vendite a clienti domestici, *iii*) alle politiche di contenimento dei costi commerciali, generali e amministrativi.

Gli ammortamenti e le svalutazioni, che ammontano a 17,2 milioni di euro sono in aumento rispetto ai valori dell'esercizio precedente (15,3 milioni di euro nel 2019) per effetto degli investimenti per sviluppo rete commerciale. In aumento anche gli accantonamenti che passano da 11,3 a 12,8 milioni di euro. L'ebit è pari a 28,1 milioni di euro (13,5 nel 2019).

La seguente tabella mostra i principali dati gestionali del Gruppo Estra relativi alla vendita di gas naturale ed energia elettrica per gli esercizi conclusi al 31 dicembre 2020 e 2019.

	Esercizio chiuso al 31 dicembre				Variazione del periodo	
	2020	% su TOT	2019	% su TOT	2020 vs 2019	%
Volumi gas (Mln'mc)						
Mercato finale Libero	1.127	80,8%	1.251	64,8%	(124)	(9,9%)
Mercato finale Tutelato	203	14,6%	236	12,2%	(33)	(14,0%)
Mercato PSV	65	4,6%	444	23,0%	(380)	(85%)
TOTALE	1.394	95,4%	1.931	77,0%	(537)	(27,8%)

	Esercizio chiuso al 31 dicembre				Variazione del periodo	
	2020	% su TOT	2019	% su TOT	2020 vs 2019	%
Volumi ee (Gwh)						
Mercato finale Libero	731	95,6%	734	94,3%	(3)	(0,5%)
Mercato finale Tutelato	33	4,4%	44	5,7%	(11)	(24,3%)
TOTALE	764	100,0%	778	100,0%	(14)	(1,8%)

	Esercizio chiuso al 31 dicembre				Variazione del periodo	
	2020	% su TOT	2019	% su TOT	2020 vs 2019	%
Numero clienti gas e luce						
Mercato finale Libero	563.697	69,0%	508.923	63,6%	54.774	10,8%
Mercato finale Tutelato	253.470	31,0%	291.510	36,4%	(38.040)	(13,0%)
TOTALE	817.167	100,0%	800.433	100,0%	16.734	2,1%

10.2 CORPORATE E ALTRE ATTIVITÀ

Nel settore “Corporate e Altre Attività” sono compresi i servizi digitali (telecomunicazioni), efficienza energetica (servizi energetici e rinnovabili), ambiente, nonché le attività svolte dalla *holding* in termini di 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 chiusi al 31 dicembre 2020 e 2019.

Corporate e Altro	Esercizio chiuso al 31 dicembre				Variazione del periodo	
	2020	% su Totale Ricavi Adjusted	2019	% su Totale Ricavi Adjusted	2020 vs 2019	%
Conto economico del settore operativo						
(valori in migliaia di Euro)						
Totale Ricavi	55.931	100%	60.847	100%	(4.916)	(8%)
Costi esterni adjusted	(33.131)	(59%)	(36.677)	(60%)	3.546	(10%)
Costi del personale	(13.288)	(24%)	(13.874)	(23%)	586	(4%)
Margine operativo lordo (EBITDA) Adjusted	9.512	17%	10.296	17%	(784)	(8%)
Ammortamenti e Svalutazioni adjusted	(12.273)	(22%)	(12.066)	(20%)	(207)	2%
Accantonamenti	(161)	-	(247)	-	86	(35%)
EBIT Adjusted	(2.922)	(5%)	(2.017)	(3%)	(905)	45%

La diminuzione dei ricavi della Sbu Corporate e altro è dovuta principalmente al comparto dei servizi energetici che ha ridotto gli interventi di efficienza energetica presso i propri clienti (condomini) durante il periodo di lockdown. In diminuzione anche i ricavi per le attività di service delle holding verso le società del gruppo in relazione alla diminuzione dei costi amministrativi e costi generali.

Al 31 dicembre 2020 l'ebitda adjusted della SBU Corporate e Altro è pari a 9,5 milioni di euro rispetto a 10,3 milioni di euro del 2019.

La variazione è da imputare: *i)* al miglioramento della marginalità dei comparti dei servizi digitali (+0,2) e della holding (+0,8), *ii)* alla riduzione del comparto efficienza energetica (-1,3) e del comparto ambiente (-0,5) per la riduzione delle attività produttive durante l'emergenza sanitaria Covid-19.

L'ebitda della Sbu corporate e altre attività rappresenta il 9% dell'Ebitda del gruppo (12% nel 2019). Stabili gli ammortamenti e accantonamenti pari complessivamente a 12,3 milioni di euro.

L'ebit è negativo per 2,9 milioni di euro rispetto a 2,0 del 2019

11. RICONCILIAZIONE TRA IL RISULTATO DEL PERIODO ED IL PATRIMONIO NETTO 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 2020	
	Risultato dell'esercizio di Gruppo	Patrimonio netto Totale
Patrimonio netto e risultato d'esercizio come riportati nel bilancio d'esercizio della società controllante	9.639	416.555
Risultati ed eliminazione del valore di carico delle partecipate consolidate integralmente	78.483	81.294
Storno svalutazioni partecipazioni	1.235	1.617
Eliminazione effetti su plusvalenze infragruppo	4.208	(117.750)
Scritture di Consolidamento Metodo del Patrimonio Netto	685	2.425
Altre	359	(145)
Ammortamento delle differenze di consolidamento	(5.561)	(23.968)
Eliminazione effetti da fusioni infragruppo	2.301	7.470
Eliminazione dei dividendi infragruppo	(21.175)	(1.668)
Risultato d'esercizio e Patrimonio netto del Gruppo come riportati nel bilancio consolidato	70.175	365.830
Quote di terzi di risultato e patrimonio netto	111	26.547
Risultato d'esercizio e Patrimonio netto come riportati nel bilancio consolidato	70.286	392.377

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

Non si segnalano fatti di rilievo avvenuti successivamente alla chiusura dell'esercizio, ad eccezione del completamento dell'acquisizione societaria di Ecos S.r.l. come descritto nella sezione della nota integrativa relativa alle partecipazioni.

13. EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

In continuità con l'approccio strategico adottato negli ultimi esercizi, il Gruppo proseguirà nel suo impegno costante di generare valore e crescita nel medio e lungo termine in tutti i campi di attività, concentrandosi su obiettivi di miglioramento delle proprie performance operative e sul consolidamento della propria presenza nei settori di interesse, con politiche di sviluppo organico e con operazioni industriali.

Oltre che dall'implementazione delle proprie strategie, i business del Gruppo nel 2021 potranno essere condizionati dall'evoluzione dell'epidemia di Covid-19 e da potenziali ulteriori cambiamenti negli scenari di riferimento, quali, in particolare, eventuali nuovi provvedimenti tariffari da parte dell'Autorità di Regolazione, variazioni del contesto di mercato, e l'andamento dei consumi, dell'offerta, dei prezzi e delle politiche di approvvigionamento delle commodities.

14. NORMATIVA DI SETTORE

Si evidenziano di seguito i tratti salienti delle principali tematiche oggetto dell'evoluzione normativa relativa all'anno 2020 per le diverse aree di business del Gruppo Estra.

Tematiche trasversali

EMERGENZA COVID-19

DECRETO CURA ITALIA (L. 27 del 24 APRILE 2020 - DL N°18 DEL 17 MARZO 2020) - Introduce misure connesse all'emergenza epidemiologica da COVID-19 (potenziamento del Sistema sanitario nazionale, della Protezione civile e degli altri soggetti pubblici impegnati sul fronte dell'emergenza, sostegno all'occupazione e ai lavoratori, supporto al credito per famiglie e micro, piccole e medie imprese, sospensione degli obblighi di versamento per tributi e contributi etc).

DECRETO RILANCIO (L. 17 LUGLIO 2020, N. 77 - D.L. 17 MARZO 2020, N. 34) - Misure urgenti in materia di salute, sostegno al lavoro e all'economia, nonché di politiche sociali, connesse all'emergenza epidemiologica da COVID-19. Il provvedimento stanziava 54,9 miliardi di euro per sostenere imprese, famiglie e lavoratori nella ripresa economica a seguito della pandemia in corso, e lo fa tramite un'ampia serie di misure in materia di salute, sostegno al lavoro e all'economia, di politiche sociali etc.

DECRETO SEMPLIFICAZIONI (L. 11 SETTEMBRE 2020, N. 120 - D.L. 76/2020) - Il decreto è volto alla semplificazione dei procedimenti amministrativi, all'eliminazione e alla velocizzazione di adempimenti burocratici, alla digitalizzazione della pubblica amministrazione, al sostegno all'economia verde e all'attività di impresa.

DECRETO AGOSTO (L. N. 126/2020 13 OTTOBRE - D.L. 104/2020). Misure urgenti per il sostegno e il rilancio dell'economia Il Decreto prevede nuovi interventi in materia di lavoro, salute, scuola, autonomie locali, sostegno e rilancio dell'economia, nonché misure finanziarie, fiscali e di supporto ai settori economici provati dall'emergenza epidemiologica da Covid-19.

DECRETO RISTORI - L. 18 DICEMBRE 2020, n. 176 - D.L. 28 OTTOBRE 2020, N. 137 - Per effetto di tale conversione sono abrogati i decreti legge 149/2020 (Ristori Bis), 154/2020 (Ristori Ter) e 157/2020 (Ristori Quater). Il decreto prevede ulteriori misure urgenti in materia di tutela della salute, sostegno ai lavoratori e alle imprese, giustizia e sicurezza, connesse all'emergenza epidemiologica da Covid-19 (aggiornamenti sugli ammortizzatori sociali, la proroga della cassa integrazione, la sospensione dei versamenti dei contributi previdenziali ed assistenziali per la competenza del mese di novembre 2020 per

le attività più colpite, il congedo straordinario per i genitori dipendenti e il c.d. “bonus baby-sitting”, esonero contributivo totale annuale, applicabile ai contratti di apprendistato di primo livello etc).

GREEN DEAL (COM/2019/640)

La commissione UE ha promosso il Green Deal, un pacchetto di misure volte a trasformare l'Europa nel primo continente ad impatto climatico zero: si tratta di una tabella di marcia per rendere sostenibile l'economia dell'UE e raggiungere la neutralità climatica entro il 2050. La Commissione ha redatto una roadmap per i primi due anni ed emanerà una serie di normative volte a trasformare in legge questo impegno politico. La priorità del Green Deal è decarbonizzare il settore energetico europeo.

NEXT GENERATION EU - 21/07/2020

La politica economica comunitaria, al fine di contrastare la recessione e di sostenere la ripresa, ha messo a punto il Next Generation EU (NGEU): metterà a disposizione un totale di 750 miliardi di euro per tutti gli stati membri dell'UE per il periodo 2021-2024. All'Italia spetteranno 209 miliardi di € (28% del totale), dei quali 82 miliardi a fondo perduto e 127 miliardi in prestiti. La Commissione Europea ha dato come indicazione di orientamento degli investimenti che il 37% delle spese siano indirizzate alla sostenibilità ambientale, l'efficientamento energetico e l'economia circolare, mentre il 20% alla digitalizzazione.

LEGGE DI BILANCIO 2021 (L.178 del 30/12/2020)

Efficienza energetica

La legge di bilancio proroga al 31 dicembre 2021 la detrazione fiscale per gli interventi di riqualificazione energetica degli edifici e di ristrutturazione edilizia (c.d. Eco-bonus). Inoltre proroga fino al 30 giugno 2022 l'applicazione della detrazione del 110%, sia per i lavori di efficienza energetica che per quelli antisismici (il precedente termine era il 31 dicembre 2021).

Mobilità elettrica

- Stanziati 370 milioni di euro per gli incentivi all'acquisto di automobili nuove a basso impatto ambientale, con motore elettrico, ibrido o termico Euro 6.
- Previsto un ulteriore incentivo (non cumulabile con il primo) rivolto alle famiglie con un reddito complessivo (Isee) inferiore a 30.000 euro, che potranno avere uno sconto per l'acquisto dell'auto elettrica pari al 40% del prezzo d'acquisto.
- Modifica ai limiti di spesa agevolabile per gli interventi di installazione di infrastrutture per la ricarica di veicoli elettrici negli edifici (qualora realizzati congiuntamente a uno degli interventi trainanti finanziabili dal Superbonus del 110%).

Rifiuti (comma 1084)

Rimandata l'entrata in vigore della plastic tax, l'imposta sul consumo di manufatti in plastica monouso (MACSI). In particolare, l'imposta troverà applicazione dal 1° luglio 2021, invece che dal 1° gennaio. Con alcune novità: la legge di Bilancio amplia la platea dei soggetti obbligati al pagamento dell'imposta, eleva l'importo minimo per eseguire il pagamento ed estende i poteri di verifica e controllo attribuiti all'Agenzia delle Dogane, rimodulando al ribasso il regime sanzionatorio in caso di violazioni.

Vendita gas naturale

DELIBERA 19 MAGGIO 2020 - 167/2020/R/GAS. Disposizioni in materia di assicurazione a favore dei clienti finali del gas per il quadriennio 1 gennaio 2021 - 31 dicembre 2024. Il provvedimento stabilisce i criteri che dovranno regolare l'assicurazione contro i rischi derivanti dall'uso del gas a valle del punto di consegna di cui beneficiano i clienti finali del gas distribuito mediante gasdotti locali e reti di trasporto per il periodo 1 gennaio 2021 - 31 dicembre 2024, e disciplina le modalità di stipulazione del relativo contratto di assicurazione.

DELIBERA 20 OTTOBRE 2020 - 396/2020/R/GAS. Disposizioni in materia di copertura dei costi per la disponibilità di stoccaggio strategico. Approvate disposizioni in materia di copertura dei costi per la disponibilità di stoccaggio strategico, dando attuazione a quanto previsto in materia dal decreto Semplificazioni che ha posto i suddetti costi a carico dei clienti connessi ai punti di riconsegna della rete di distribuzione.

Vendita energia elettrica

DELIBERA 26 MAGGIO 2020 – 190/2020/R/EEL. Disposizioni urgenti in materia di tariffe elettriche in attuazione dell'articolo 30 del decreto-legge 19 maggio 2020, n. 34. Disposti interventi urgenti necessari per attuare quanto disposto dal DL Rilancio in materia di riduzione della spesa sostenuta dalle utenze elettriche connesse in bassa tensione, diverse dagli usi domestici, per i mesi di maggio, giugno e luglio 2020.

DELIBERA 04 AGOSTO 2020 – 311/2020/R/EEL. Disposizioni a Cassa per i servizi energetici ambientali a seguito della riduzione della spesa sostenuta dalle utenze elettriche connesse in bassa tensione diverse dagli usi domestici disposta dall'art. 30 del d.l. 19 maggio 2020, n. 34 convertito con legge 17 luglio 2020, n. 77 e attuata con deliberazione dell'Autorità 190/2020/R/EEL. La delibera provvede a dare disposizioni alla Cassa per i Servizi energetici e Ambientali in relazione alla gestione delle risorse versate sul Conto Emergenza COVID-19 ai sensi del DL Rilancio e all'attivazione di una compensazione nei confronti delle imprese distributrici per i minori incassi derivanti dalle disposizioni della deliberazione 190/2020/R/eel.

DELIBERA 24 NOVEMBRE 2020 – 491/2020/R/EEL. Disposizioni per l'erogazione del servizio a tutele graduali per le piccole imprese del settore dell'energia elettrica di cui alla legge 4 agosto 2017, N. 124 (legge annuale per il mercato e la concorrenza). Approvate le disposizioni sul servizio di tutele graduali da applicare ai clienti che non scelgono un fornitore sul mercato libero alla scadenza dei prezzi tutelati, che scatterà il 1 gennaio 2021 per un numero ristretto di piccole imprese (meno di 200mila al massimo) e da gennaio 2022 per 16 milioni di domestici e microimprese.

DELIBERA 22 DICEMBRE 2020 – 584/2020/R/EEL. Prime disposizioni in tema di iniziative informative per i clienti del servizio a tutele graduali. In vista della fine dei prezzi tutelati dell'energia elettrica, emanate le prime disposizioni in materia di informazioni sul servizio cd a tutele graduali che sostituirà la maggior tutela dal 1 gennaio, tra cui la creazione di una sezione ad hoc sul sito di Arera e l'obbligo per i futuri fornitori del servizio di darne notizia ai clienti interessati.

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.

DELIBERE MISURE URGENTI PER L'EMERGENZA EPIDEMIOLOGICA COVID-19 A TUTELA DEI CLIENTI E UTENTI FINALI (delibere 60/2020/R/COM - 117/2020/R/COM - 148/2020/R/COM). Blocco delle procedure di sospensione delle forniture di energia elettrica in bassa tensione, gas e acqua e di sospensione del sollecito legato alla morosità per il periodo interessato dai decreti di emergenza Covid.

DELIBERE MISURE URGENTI CONNESSE ALL'EMERGENZA EPIDEMIOLOGICA COVID-19, IN TEMA DI EROGAZIONE DEI SERVIZI DI TRASPORTO DELL'ENERGIA ELETTRICA E DI DISTRIBUZIONE DEL GAS NATURALE. (delibere 70/2020/R/COM - 116/2020/R/COM - 149/2020/R/COM - 192/2020/R/COM). Definite una serie di misure con l'obiettivo di alleviare gli effetti sui venditori di energia elettrica e gas dell'emergenza coronavirus e in particolare dell'aumento degli insoluti da parte dei clienti in difficoltà.

DELIBERA 28 GENNAIO 2020 - 14/2020/R/COM. Avvio di procedimento per l'attuazione di quanto previsto in materia di riconoscimento automatico dei bonus sociali. Avvio del procedimento per l'attuazione di quanto disposto dall'articolo 57-bis, comma 5 del DL 124/19 in materia di riconoscimento automatico dei bonus sociali di cui al medesimo DL.

DELIBERA 12 MARZO 2020 – 59/2020/R/COM. Differimento dei termini previsti dalla regolazione per i servizi ambientali ed energetici e prime disposizioni in materia di qualità alla luce dell'emergenza da Covid-19. Niente indennizzi automatici per violazioni degli standard di qualità contrattuale e commerciale, se imputabili all'emergenza coronavirus, e rinvio di numerosi termini per adempimenti informativi e comunicazione dati nei settori energia, teleriscaldamento, rifiuti e acqua.

DELIBERA 17 MARZO 2020 - 76/2020/R/COM (e successiva proroga 140/2020/R/COM). Disposizioni urgenti in materia di bonus elettrico, bonus gas e bonus sociale idrico in relazione alle misure urgenti introdotte nel Paese connesse all'emergenza epidemologica da COVID-19.

DELIBERA 26 MAGGIO 2020 - 184/2020/R/COM - Integrazioni e modifiche alla deliberazione dell'autorità 569/2018/r/com in attuazione della disposizione di cui all'articolo 1, comma 295, della legge 27 dicembre 2019, n. 160, in materia di fatturazione di importi riferiti a consumi risalenti a più di due anni. Dal 1° gennaio 2020 i clienti di energia e gas e gli utenti del servizio idrico integrato, appartenenti alle tipologie indicate dalla legge e dalla regolazione vigente, possono "in ogni caso" eccepire la prescrizione per importi fatturati relativi ai consumi più vecchi di 2 anni. La novità, introdotta dalla Legge di bilancio 2020 (n. 160 del 2019), è stata integrata dall'Autorità per l'energia nel quadro regolatorio complessivo, adeguando l'informativa ai clienti e agli utenti che venditori e gestori devono inserire all'interno delle fatture, anche in caso di procedure di messa in mora collegate, nonché in caso di risposta ai reclami scritti dei clienti e degli utenti in merito.

LEGGE N.77 DEL 17 LUGLIO 2020 (di conversione con modificazioni del D.L. 17 marzo 2020, n. 34, c.d. Decreto Rilancio). ART.129 - Accise gas ed energia elettrica - Le rate di acconto mensile dell'accisa sul gas e sull'energia elettrica, per i mesi da maggio a settembre si riducono al 90% calcolato sui consumi dell'anno. Per il solo mese di maggio il termine del pagamento è spostato dal 16 al 20 (art.129).

DELIBERA 27 OTTOBRE 2020 - 426/2020/R/COM. Disposizioni per il rafforzamento degli obblighi informativi del codice di condotta commerciale a vantaggio dei clienti finali del mercato retail. Introduzione di nuovi obblighi per i venditori attraverso modifica del Codice di condotta commerciale in tema di obblighi informativi pre e post contratto.

DELIBERA 455/2020/R/COM DEL 10 NOVEMBRE 2020 - Approvazione del regolamento di funzionamento del Sistema Informativo Integrato aggiornato. Il presente provvedimento approva il regolamento di funzionamento del SII aggiornato.

Distribuzione gas naturale

DELIBERA 570/2019/R/GAS DEL 27 DICEMBRE 2019 - Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo 2020-2025. Con il presente provvedimento è approvata la regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025.

DELIBERA 01 APRILE 2020 - 106/2020/R/GAS. Rideterminazione tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura del gas per gli anni 2009-2018. Con il presente provvedimento si procede alla rideterminazione delle tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura del gas per gli anni 2009-2018, sulla base di richieste di rettifica di dati pervenute entro la data del 15 febbraio 2020.

DELIBERA 01 APRILE 2020 - 107/2020/R/GAS. Determinazione delle tariffe di riferimento definitive per i servizi di distribuzione e misura del gas, per l'anno 2019. La Delibera determina le tariffe di riferimento definitive per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2019, calcolate sulla base dei dati patrimoniali consuntivi relativi all'anno 2018; si procede inoltre alla rettifica di un errore materiale riscontrato nella RTDG.

DELIBERA 14 APRILE 2020 - 127/2020/R/GAS. Determinazione delle tariffe di riferimento provvisorie per i servizi di distribuzione e misura del gas, per l'anno 2020. Determinate le tariffe di riferimento provvisorie per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2020, sulla base dei dati patrimoniali pre-consuntivi relativi all'anno 2019, ai sensi dell'articolo 3, comma 2, lettera a) della RTDG.

DELIBERA 30 GIUGNO 2020 - 248/2020/R/COM. Misure per un graduale "rientro" dalle disposizioni transitorie urgenti derivanti dall'emergenza COVID-19 (DEL. 116/2020/R/gas, 149/2020/R/gas e 192/2020/R/com), fissando le modalità per il saldo dell'ammontare non versato dagli utenti del trasporto di energia elettrica e della distribuzione del gas naturale ai distributori, nonché degli oneri generali di sistema eventualmente non già versati dai distributori alla CSEA.

DELIBERA 21 LUGLIO 2020 - 283/2020/R/GAS. Procedure ad evidenza pubblica per l'individuazione dei fornitori di ultima istanza e dei fornitori del servizio di default distribuzione, a partire dall'1 ottobre 2020. Procedure ad evidenza pubblica per l'individuazione dei fornitori di ultima istanza e dei fornitori del servizio di default distribuzione, a partire dall'1 ottobre 2020. Disciplinate le procedure concorsuali per l'individuazione dei fornitori di ultima istanza e dei fornitori del servizio di default distribuzione a partire dal 1° ottobre 2020, aggiornando la disciplina di erogazione degli stessi.

DELIBERA 28 LUGLIO 2020 - 289/2020/R/GAS. Disposizioni in materia di tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura del gas, per gli anni dal 2017 al 2020. Con il presente provvedimento si procede all'approvazione delle tariffe di riferimento definitive per i servizi di distribuzione e misura del gas per gli anni 2017-2019 e delle tariffe di riferimento provvisorie per l'anno 2020, considerando le istanze di rideterminazione tariffaria presentate da 6 imprese distributrici, nonché alla rideterminazione degli acconti bimestrali di perequazione per l'anno 2020 nei confronti delle medesime imprese.

DELIBERA 03 NOVEMBRE 2020 - 432/2020/R/COM. Misure straordinarie in materia di regolazione output-based dei servizi di distribuzione dell'energia elettrica e del gas in relazione all'emergenza epidemiologica Covid 19. Il presente provvedimento introduce misure straordinarie in materia di regolazione output-based dei servizi di distribuzione dell'energia elettrica e del gas in relazione all'emergenza epidemiologica covid-19.

DELIBERA 01 DICEMBRE 2020 - 501/2020/R/GAS. Aggiornamento degli obblighi di messa in servizio degli smart meter gas (G4-G6). La delibera differisce di un anno le scadenze previste dall'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 27 dicembre 2013, 631/2013/R/gas.

DELIBERA 29 DICEMBRE 2020 - 596/2020/R/GAS. Aggiornamento delle tariffe per i servizi di distribuzione e misura del gas, per l'anno 2021. Con il presente provvedimento vengono approvate le tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione, misura e commercializzazione del gas naturale, le opzioni tariffarie gas diversi e gli importi di perequazione bimestrale d'acconto relativi al servizio di distribuzione del gas naturale.

Approvvigionamento, trasporto e stoccaggio gas naturale

Settlement gas

DELIBERA 04 FEBBRAIO 2020 - 28/2020/R/GAS. Ulteriori disposizioni in tema di conguaglio dei corrispettivi di scostamento per il periodo 2015 - 2019. La quota parte del delta θ imputabile a tali fuoriuscite dal 1 gennaio 2020 viene attribuita al responsabile del bilanciamento, e non deve essere ripartita fra gli utenti del bilanciamento.

DELIBERA 18 FEBBRAIO 2020 - 45/2020/R/GAS. Modifiche al TIB e definizione dei parametri per il quarto periodo di incentivazione (4PI). Apportate modifiche al Testo integrato del bilanciamento (TIB) e definiti i parametri numerici degli incentivi al responsabile del bilanciamento di cui all'art. 9 del Testo per il quarto periodo di incentivazione (4PI) validi a partire dal 20 febbraio 2020.

DELIBERA 26 MAGGIO 2020 - 181/2020/R/GAS. Disposizioni urgenti in materia di settlement gas. Prevista modalità per la gestione di prelievi anomali nell'ambito delle sessioni di bilanciamento e dispone il differimento al 30 settembre 2020 dei termini di svolgimento della procedura di conferimento di capacità di cui al punto 4 della deliberazione 538/2019/R/gas. Si dispone inoltre altre considerazioni relative ai PDR misurati mensilmente con dettaglio giornaliero esclusi.

DELIBERA 16 GIUGNO 2020 - 181/2020/R/GAS. Ulteriori disposizioni urgenti in materia di settlement gas. Integrazioni al Testo integrato del settlement gas volte a disciplinare la comunicazione alle imprese di distribuzione, agli utenti della distribuzione e del bilanciamento delle anomalie rilevate ai fini della loro correzione, affinché sia possibile già con riferimento al bilancio relativo al mese di maggio 2020.

Trasporto gas naturale

DELIBERA 01 APRILE 2020 - 110/2020/R/GAS. Nuove disposizioni in tema di entrata in vigore della riforma dei processi di conferimento della capacità ai punti di uscita e di riconsegna della rete di trasporto. La presente deliberazione approva nuove disposizioni in relazione all'entrata in vigore prevista al punto 6.2 della deliberazione 147/2019/R/gas, rinviandola al 1° ottobre 2021.

DELIBERA 04 AGOSTO 2020 - 316/2020/R/GAS. Approvazione delle proposte di aggiornamento dei codici di rete delle società Snam Rete Gas S.p.A. e Società Gasdotti Italia S.p.A. Approvate le proposte di modifica del codice di rete di Snam Rete Gas e Società Gasdotti Italia (SGI) in materia di garanzie finanziarie per il servizio di trasporto, e, con riferimento alla sola SGI, anche relative alla risoluzione anticipata del contratto di trasporto in caso di mancato pagamento o perdita dei requisiti per l'accesso al servizio.

DELIBERA 29 SETTEMBRE 2020 – 355/2020/R/GAS. Disposizioni inerenti alla disciplina del servizio di default trasporto, a partire dall'1 ottobre 2020, in ordine alle reti regionali di trasporto. Il presente provvedimento definisce disposizioni inerenti alla disciplina del servizio di default trasporto sulle reti regionali di trasporto a partire dall'1 ottobre 2020 a seguito del mancato svolgimento delle procedure per l'individuazione degli FTT.

DELIBERA 01 DICEMBRE 2020 – 511/2020/R/GAS. Disposizioni in materia di interrompibilità tecnica dei prelievi dalla rete di trasporto e di distribuzione del gas naturale, per l'anno termico 2020/2021, ai sensi del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 30 settembre 2020. La deliberazione adotta disposizioni in materia di interrompibilità tecnica dei prelievi dalla rete di trasporto e di distribuzione del gas naturale, per l'anno termico 2020/2021, ai sensi del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 30 settembre 2020.

DELIBERA 22 DICEMBRE 2020 – 569/2020/R/GAS. Revisione dei criteri di riconoscimento del gas non contabilizzato (GNC) sulle reti di trasporto e conseguenti modifiche alla RTTG. Il presente provvedimento dispone una revisione dei criteri di riconoscimento del GNC di cui alla RTTG (Allegato A alla deliberazione 114/2019/R/gas) introducendo un meccanismo di parziale conguaglio degli scostamenti tra i quantitativi di GNC riconosciuti e quelli effettivi registrati in un determinato anno.

Stoccaggio Gas naturale

DELIBERA 05 MARZO 2020 – 58/2020/R/GAS. Disposizioni urgenti per il conferimento delle capacità di stoccaggio per l'anno termico 2020/2021. Aumento del peso relativo delle quotazioni a termine dei prodotti quotati al Psv rispetto a quelli al Ttf considerato nella determinazione del prezzo di riserva, mantenendo inalterato, per ciascun prodotto di stoccaggio, il rapporto tra il prezzo di riserva e il valore intrinseco della capacità di stoccaggio.

Impianti ad energie rinnovabili

DELIBERA 05 MAGGIO 2020 – 155/2020/R/EFER. Approvazione dei contratti-tipo predisposti dal Gestore dei servizi energetici s.p.a. ai fini dell'erogazione degli incentivi previsti dal decreto interministeriale 4 luglio 2019. Approvati i contratti-tipo predisposti dal Gse ai fini dell'erogazione degli incentivi previsti dal decreto interministeriale 4 luglio 2019 (c.d. Fer 1).

DECRETO MINISTERIALE 16 SETTEMBRE 2020 - Individuazione della tariffa incentivante per la remunerazione degli impianti a fonti rinnovabili inseriti nelle configurazioni sperimentali di autoconsumo collettivo e comunità energetiche rinnovabili. Il decreto individua la tariffa incentivante per la remunerazione degli impianti a fonti rinnovabili inseriti nelle configurazioni per l'autoconsumo collettivo da fonti rinnovabili e nelle comunità energetiche rinnovabili; individua inoltre i limiti e le modalità relativi all'utilizzo e alla valorizzazione dell'energia condivisa prodotta da impianti fotovoltaici che accedono alle detrazioni stabilite dall'art. 119 del decreto-legge n. 34/2020.

Servizi Energetici ed Efficienza Energetica

DECRETO MINISTERIALE 30 GENNAIO 2020 - VEHICLE TO GRID. CRITERI E MODALITÀ PER FAVORIRE L'INTEGRAZIONE TRA VEICOLI ELETTRICI E RETE ELETTRICA. Il Decreto riporta criteri e modalità per favorire la diffusione a livello nazionale della nuova tecnologia: si tratta di sistemi in grado di far interagire fra loro rete e veicoli elettrici, sfruttando quest'ultimi come una sorta di batterie mobili.

DETERMINA DMRT/EFER/01/2020 DEL 31 GENNAIO 2020 - OBBLIGHI DI RISPARMIO DI ENERGIA PRIMARIA IN CAPO AI DISTRIBUTORI DI ENERGIA ELETTRICA E DI GAS NATURALE PER L'ANNO D'OBBLIGO 2020. Con la determina, ARERA ha trasmesso al Ministero dello Sviluppo Economico e al GSE i dati relativi agli obblighi di risparmio di energia primaria in capo ai distributori di energia elettrica e di gas naturale per l'anno d'obbligo 2020.

D.LGS 10 GIUGNO 2020 N.48 – RECEPIMENTO DELLA DIRETTIVA EUROPEA SULLA PRESTAZIONE ENERGETICA DEGLI EDIFICI. Il decreto recepisce la direttiva (UE) 2018/844 che modifica la direttiva 2010/31/UE sulla prestazione energetica nell'edilizia e la direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica

(ristrutturazione economicamente efficiente, favorire la realizzazione di edifici ad emissioni zero, integrazione delle infrastrutture di ricarica negli edifici etc).

DECRETO INTERMINISTERIALE 1 LUGLIO 2020 - CERTIFICATI BIANCHI. AMPLIAMENTO DEL CATALOGO DEI PROGETTI AMMISSIBILI. Il decreto aggiorna la lista dei progetti eleggibili al sistema dei Certificati Bianchi: si tratta di 11 nuove tipologie progettuali che spaziano dall'efficientamento delle linee di produzione della fibra ottica e delle bottiglie PET nel settore industriale, agli interventi per l'utilizzo di combustibili a basso contenuto emissivo (LNG) nel settore del trasporto navale.

D.LGS 14 LUGLIO 2020 N.73 - RECEPIMENTO DELLA DIRETTIVA EUROPEA SULL'EFFICIENZA ENERGETICA. Il decreto recepisce la Direttiva (UE) 2018/200253 che modifica la Direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, dettando una serie di misure per il miglioramento dell'efficienza energetica finalizzate all'obiettivo di risparmio energetico nazionale.

DELIBERA 14 LUGLIO 2020 - 270/2020/R/EFR. Revisione del contributo tariffario da riconoscere ai distributori nell'ambito del meccanismo dei titoli di efficienza energetica in esecuzione della sentenza del TAR Lombardia n. 2538/2019. Con il provvedimento viene approvata la revisione del contributo tariffario da riconoscere ai distributori adempienti agli obblighi di risparmio energetico nell'ambito del meccanismo dei TEE, in esito al documento per la consultazione 47/2020/R/efr.

LEGGE N.77 DEL 17 LUGLIO 2020 (di conversione con modificazioni del D.L. 17 marzo 2020, n. 34, c.d. Decreto Rilancio). ART.119 - Superbonus 110% - Estensione al 110% della detrazione fiscale per le spese sostenute per la realizzazione di interventi di efficienza energetica, purché si raggiunga il miglioramento di almeno due classi energetiche dell'edificio. La stessa detrazione del 110% è prevista per le spese sostenute per l'installazione di impianti fotovoltaici insieme alla eventuale installazione contestuale di sistemi di accumulo, e per le colonnine di ricarica dei veicoli elettrici. Possono beneficiare della misura sia i condomini che le persone fisiche.

DELIBERA 15 DICEMBRE 2020 - 550/2020/R/EFR. Determinazione del contributo tariffario da riconoscere ai distributori nell'ambito del meccanismo dei titoli di efficienza energetica per l'anno d'obbligo 2019 e approvazione dell'aggiornamento del regolamento delle transazioni bilaterali. Con il provvedimento è determinato il contributo tariffario per l'anno d'obbligo 2019 ai sensi della deliberazione 270/2020/R/efr e approvato l'aggiornamento del Regolamento per le transazioni bilaterali predisposto dal Gestore dei Mercati Energetici.

Telecomunicazioni

DELIBERA AGCOM DEL 06 AGOSTO 2020 - 284/20/CIR E 285/20/CIR. Approvazione delle offerte di riferimento di Telecom Italia relative ai servizi di accesso all'ingrosso alla rete fissa ULL/SLU, Collocazione, WLR, Infrastrutture NGAN, End to End, Backhaul per gli anni 2019 e 2020. Le principali modifiche riguardano le condizioni economiche, per gli anni 2019 e 2020, dei contributi una tantum di attivazione dei servizi ULL/SLU/WLR (e conseguentemente dei contributi di migrazione tecnologica) dipendenti dai costi dei servizi accessori forniti dalle imprese System e dei contributi una tantum di cessazione.

DELIBERA AGCOM DEL 06 AGOSTO 2020 - 286/20/CIR. Approvazione delle offerte di riferimento di Telecom Italia relative ai servizi di accesso all'ingrosso alla rete fissa Bitstream rame e Bitstream NGA per gli anni 2019 e 2020. Le principali modifiche riguardano le condizioni economiche, per gli anni 2019 e 2020, dei contributi una tantum di attivazione e disattivazione dei servizi bitstream rame asimmetrici.

LEGGE 11 SETTEMBRE 2020 - DL 16 LUGLIO 2020, N. 76, c.d. DL SEMPLIFICAZIONI - Misure urgenti per la semplificazione e l'innovazione digitale. All'art.38 introduce misure di semplificazione per il dispiegamento delle reti di comunicazione elettronica sia per quanto riguarda le reti in fibra ottica sia per quanto riguarda le reti mobili di telecomunicazioni con particolare riferimento alla procedura generale di autorizzazione e alle modifiche del profilo radioelettrico di impianti già autorizzati.

DELIBERA AGCOM DEL 19 NOVEMBRE 2020 - 335/20/CIR. Disposizioni regolamentari in merito all'interconnessione IP e interoperabilità per la fornitura dei servizi VoIP su reti mobili. Il provvedimento recepisce la ST 770 per l'interconnessione IP su rete mobile e definisce le tempistiche di pubblicazione delle

offerte di riferimento e del processo di migrazione suddiviso in fasi, nonché la modalità di applicazione dello strumento della migrazione amministrativa.

DELIBERA AGCOM DEL 28 DICEMBRE 2020 - 345/20/CIR. Avvio del procedimento e della consultazione pubblica concernente l'approvazione, per gli anni 2019 e 2020, delle offerte di riferimento di Telecom Italia relative ai servizi trasmissivi a capacità dedicata (circuiti terminating, flussi di interconnessione, kit di consegna e raccordi interni di centrale). Il presente provvedimento avvia una consultazione pubblica sulle condizioni economiche e tecniche delle offerte di riferimento 2019 e 2020, di TIM, relative ai servizi trasmissivi a capacità dedicata in ottemperanza alle disposizioni di cui alla delibera n. 333/20/CONS.

Ambiente

DELIBERA 3 MARZO 2020 - 57/2020/R/RIF. Semplificazioni procedurali in ordine alla disciplina tariffaria del servizio integrato dei rifiuti e avvio di procedimento per la verifica della coerenza regolatoria delle pertinenti determinazioni dell'ente territorialmente competente.

D.L. 18/2020 17 MARZO 2020 - cd CURA ITALIA. All'Art.113 prevede la proroga al 30 giugno 2020 (prorogato poi ulteriormente al 31 luglio dal D.L. 34/2020, cd Rilancio), dei termini di scadenza dei alcuni adempimenti relativi alla gestione dei rifiuti.

DELIBERA 5 MAGGIO 2020 - 158/2020/R/RIF. Introduzione di misure di agevolazione tariffaria per gli utenti finali non domestici penalizzati dalle chiusure delle attività economiche, a causa dell'emergenza COVID-19 prevedendo una rimodulazione delle quote variabili per i servizi ambientali, oltre a ulteriori forme di tutela per le utenze domestiche in stato di disagio economico.

DELIBERA 23 GIUGNO 2020 - 238/2020/R/RIF. Al fine di garantire l'equilibrio economico e finanziario delle gestioni, ARERA ha completato il quadro della regolazione emergenziale disponendo temporanee modifiche al metodo tariffario rifiuti garantendo meccanismi di copertura degli oneri economici e finanziari connessi alle misure di tutela per le utenze adottate, unitamente alla possibilità di anticipare il riconoscimento in tariffa 2020 degli oneri differenziali, per far fronte all'emergenza COVID-19.

DELIBERA 23 GIUGNO 2020 - 238/2020/R/RIF. Conferma l'impianto di regole adottato a ottobre 2019 in materia di TARI e, a seguito del monitoraggio effettuato, introduce elementi di flessibilità e sostegno nel settore dei rifiuti, a cui gli Enti territorialmente competenti (ETC) possono far ricorso per gestire l'uscita dalla fase di emergenza dovuta alla pandemia da Covid 19.

DELIBERA 287 LUGLIO 2020 - 299/2020/R/RIF. Differimento dei termini di cui alla deliberazione dell'Autorità 238/2020/R/RIF in materia di copertura dell'esposizione finanziaria del servizio di gestione integrata dei rifiuti, anche differenziati, urbani e assimilati a seguito dell'emergenza epidemiologica da COVID-19.

D.LGS. 119/2020 DEL 3 SETTEMBRE 2020 - Attuazione della Direttiva (UE) 2018/849 relativa ai veicoli fuori uso. Recepimento della direttiva UE in materia di fine vita dei veicoli, di batterie e accumulatori e relativi rifiuti e su AEE e RAEE.

D.LGS.121/2020 DEL 3 SETTEMBRE 2020 - Recepimento della direttiva UE 2018/850 in materia di sfruttamento del suolo per lo smaltimento dei rifiuti in discarica. Il Decreto fa parte del pacchetto direttive "Circular economy", e introduce una nuova disciplina organica in materia di conferimento di rifiuti in discarica, apportando modifiche al D.L.vo 13 gennaio 2003, n. 36.

D.LGS.116/2020 DEL 26 SETTEMBRE 2020 - Recepimento della direttiva UE 2018/851 in materia di gestione e tracciamento dei rifiuti e della direttiva UE 2018/852 in materia di rifiuti da imballaggi. Il decreto modifica la Parte IV del cosiddetto Testo Unico Ambientale (Decreto Legislativo n.152/2006) relativa alla gestione degli imballaggi e dei relativi rifiuti.

DELIBERA 24 NOVEMBRE 2020 - 493/2020/R/RIF. Aggiornamento del Metodo Tariffario Rifiuti (MTR) ai fini delle predisposizioni tariffarie per l'anno 2021, con particolare riferimento all'adeguamento dei valori monetari sulla base di quanto già previsto dalla deliberazione 443/2019/R/rif, nonché all'estensione

al 2021 di talune delle facoltà introdotte dall'Autorità con deliberazione 238/2020/R/RIF per fronteggiare l'emergenza epidemiologica da COVID-19.

15. **RISCHIED 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.

In particolare, con riferimento al settore della distribuzione gas, si evidenzia che la maggior parte delle concessioni di cui il Gruppo è titolare derivano da affidamento diretto da parte dei singoli Comuni ovvero sono state aggiudicate mediante gara a evidenza pubblica indetta dai singoli Comuni che risultano ad oggi scadute.

Con riferimento alle concessioni scadute, l'attività del Gruppo prosegue in regime di *prorogatio* e pertanto la durata del rapporto concessorio si considera estesa fino al momento in cui viene indetta la nuova gara. Durante tale periodo di prorogatio, restano vigenti i rapporti in essere tra concedente e concessionario e pertanto il concessionario del servizio (i) resta obbligato a proseguire la gestione del servizio, limitatamente all'ordinaria amministrazione, fino alla data di decorrenza del nuovo affidamento, (ii) continua a percepire la relativa tariffa ed (iii) è tenuto a corrispondere il canone all'ente concedente.

Inoltre, il gestore uscente adempie a tutti gli obblighi derivanti dalla concessione, incluso quello di pagamento di un canone di concessione dovuto all'ente concedente.

Con riferimento alle modalità di rinnovo delle concessioni, a partire dall'adozione del D.lgs. n. 164/2000 (c.d. Decreto Letta) e dei relativi decreti attuativi, i nuovi affidamenti per la distribuzione di gas naturale saranno assegnati mediante gare a evidenza pubblica, bandite per Ambiti Territoriali Minimi ("ATEM") dal Comune capofila individuato come stazione appaltante da parte degli enti concedenti.

Il D.M. 226/2011 ha definito le modalità di esecuzione delle gare indette dagli ATEM, prevedendo altresì i termini per la pubblicazione del relativo bando e i termini previsti affinché, da un lato, la Regione di competenza, previa diffida ai soggetti inadempienti contenente un termine perentorio a provvedere, avvii forzatamente la procedura di gara, e, dall'altro, il MiSE intervenga al fine di far sì che la procedura sia avviata. Ad oggi, per la maggior parte delle concessioni di distribuzione di gas naturale scadute risultano altresì essere scaduti i termini previsti dal D.M. 226/2011 per l'emissione da parte delle stazioni appaltanti dei nuovi bandi.

Alla luce di quanto sopra, non è possibile determinare le date di pubblicazione da parte degli ATEM dei bandi di gara per il rinnovo delle concessioni né per l'aggiudicazione di eventuali nuove concessioni rispetto a quelle di cui il Gruppo è titolare. Non si può garantire che il Gruppo sia in grado di aggiudicarsi le nuove gare, né che, ove aggiudicate, lo siano a condizioni economiche equivalenti a quelle esistenti.

Il mancato rinnovo delle concessioni nella titolarità del Gruppo o il mancato ottenimento di nuove concessioni potrebbero avere effetti negativi sulla attività e sulle prospettive dell'Emittente e del Gruppo nonché sulla loro situazione economica, patrimoniale e finanziaria.

Inoltre, anche qualora il Gruppo riesca ad aggiudicarsi una nuova concessione, le tempistiche per il subentro nella stessa a seguito del completamento della gara potrebbero essere molto lunghe, anche a causa delle impugnazioni che potrebbero essere avanzate dagli altri operatori partecipanti alla gara, con effetti negativi sulla attività e sulle prospettive del Gruppo nonché sulla sua situazione economica, patrimoniale e finanziaria.

- ***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 relativi ai certificati bianchi***

In base alla normativa applicabile, il Gruppo deve raggiungere determinati obiettivi annuali di risparmio energetico, come determinato con decreto del Ministero dello Sviluppo Economico per il quadriennio dal

2021 al 2024. Qualora il Gruppo non sia in grado di ottenere un numero sufficiente di “certificati bianchi” per raggiungere il relativo obiettivo annuale, dovrà acquistarli sul mercato. Inoltre, nel caso in cui non consegnasse all'ARERA il numero di “certificati bianchi” richiesto, sarà soggetto ad una sanzione imposta dall'ARERA, oltre a dover acquistare il numero di “certificati bianchi” mancanti. Negli ultimi mesi il prezzo di mercato dei “certificati bianchi” è notevolmente aumentato.

Per adempiere ai propri obblighi di risparmio energetico, il Gruppo intende produrre direttamente “certificati bianchi” o acquistarli sul mercato per il raggiungimento dell'obiettivo annuale. Se il numero di “certificati bianchi” prodotti direttamente dal Gruppo è inferiore alle attese e / o se il prezzo dei “certificati bianchi” continua ad aumentare in futuro, il Gruppo dovrà sostenere costi maggiori, che potrebbero influenzare negativamente il business.

- ***Rischi relativi agli standard di qualità***

Il Gruppo è tenuto al rispetto di alcuni standard di qualità per la vendita di gas naturale ed energia elettrica agli utenti finali, nonché alcuni standard di sicurezza, continuità e qualità commerciale rispetto alla distribuzione del gas naturale. Il mancato rispetto di tali standard può comportare il pagamento da parte del Gruppo di indennità agli utenti finali, sanzioni e / o multe. Sebbene il Gruppo ritenga di essere attualmente conforme ai relativi standard di qualità e sicurezza, qualsiasi futura violazione di tali standard potrebbe influire negativamente sull'attività, sulla condizione finanziaria e sui risultati delle operazioni del Gruppo.

- ***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 legati alla stagionalità e alle condizioni atmosferiche***

L'attività del Gruppo è influenzata dalle condizioni atmosferiche come le temperature medie che influenzano le esigenze di consumo complessive. Cambiamenti significativi delle condizioni meteorologiche di anno in anno possono influenzare la domanda di gas naturale ed elettricità, essendo tipicamente più alta negli inverni freddi (a causa della necessità di riscaldamento) e nelle estati calde (a causa della necessità di aria condizionata). Cambiamenti meteorologici improvvisi potrebbero comportare una variazione significativa della normale domanda e influenzare anche la produzione del Gruppo da alcune fonti rinnovabili. Ciò potrebbe influire negativamente sull'attività, sui risultati delle operazioni e sulla condizione finanziaria del Gruppo.

- ***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 B1.1 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 2020, 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'obbligatario di strumenti, 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.

- ***Rischi relativi alla pandemia di coronavirus***

Lo scoppio della crisi sanitaria derivante dalla diffusione del COVID-19, noto anche come coronavirus, classificato come pandemia dall'Organizzazione Mondiale della Sanità (OMS) l'11 marzo 2020, potrebbe avere per una durata imprevedibile, importanti conseguenze sanitarie, sociali ed economiche in tutto il mondo, compresa l'Italia dove il Gruppo è attivo. Oltre al peggioramento dello scenario macroeconomico globale e al rischio di deterioramento del profilo creditizio di un numero considerevole di paesi (tra cui l'Italia), la pandemia ha già portato a significativi rallentamenti di molte attività imprenditoriali.

La pandemia COVID-19 e le risposte governative ad essa hanno avuto e continuano ad avere un grave impatto sulle condizioni economiche globali, tra cui: (i) perturbazioni significative e volatilità nei mercati finanziari; (ii) chiusure temporanee di molte attività, con conseguente perdita di entrate e aumento della disoccupazione; e (iii) l'istituzione del distanziamento sociale.

Le conseguenze dell'emergenza coronavirus potrebbero avere un impatto sull'ambiente imprenditoriale e sul quadro legale, fiscale e normativo. Se la pandemia si prolunga, l'impatto negativo sull'economia globale potrebbe aggravarsi. In tali circostanze, è difficile prevedere l'impatto che questa situazione potrebbe avere sull'attività, sulle operazioni, sulle condizioni finanziarie e sui risultati del Gruppo.

Nella misura in cui la pandemia COVID-19 influisce negativamente sull'attività, sui risultati delle operazioni e sulle condizioni finanziarie del Gruppo, potrebbe anche avere l'effetto di aumentare alcuni degli altri rischi qui descritti.

16. USO DI STRUMENTI FINANZIARI

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 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.

17. DICHIARAZIONE NON FINANZIARIA

Il 2020 è il quarto 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 2020 redatta secondo lo standard di rendicontazione GRI standard "core", approvata dal Consiglio di Amministrazione il 18 marzo 2021, è disponibile sul sito internet del Gruppo."

18. 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 2020 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.

19. 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 Uniweb 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 corso dell'esercizio 2020, è stato avviato il Progetto di sostituzione dell'attuale ERP con NET@SUITE, la nuova piattaforma che gestirà tutte le aree del gruppo ESTRA. Tutti i software specializzati presenti in ESTRA saranno integrati con la nuova suite ma non sostituiti se non in casi particolari. Il progetto di sviluppo è ancora in corso e si protrarrà per tutto il 2021.

20. PERSONALE E FORMAZIONE

L'organico medio 2020, tenuto conto dei distacchi di personale, risulta pari n. 755 dipendenti. Nella tabella seguente si riporta la consistenza per categoria ed il confronto con il 2019:

Qualifica	31/12/2020	31/12/2019
Dirigenti	22	21
Impiegati e Quadri	576	573
Operai	157	163
Totale	755	756

L'organico in forza alla data del 31 dicembre 2020 è di 749 unità.

La maggior parte delle aziende del Gruppo applica il CCNL gas e acqua. Al riguardo si evidenzia che il 7 novembre 2019, Filctem Cgil, Femca Cisl, Uiltec Uil e le rappresentanze delle associazioni datoriali di ANFIDA, ANIGAS, IGAS, ASSOGAS e UTILITALIA hanno sottoscritto l'ipotesi di accordo per il rinnovo del CCNL gas e acqua 2019 - 2021. Le principali novità dell'accordo vertono su: trattamento economico, appalti e dumping contrattuale, riforma del sistema di inquadramento, welfare contrattuale e reperibilità.

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.

Numero totale e numero medio di ore di formazione

	2020	2019
Numero totale ore di formazione	17.854	23.439
Numero medio di ore di formazione per lavoratore	23	29

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. A causa dell'emergenza COVID 19 molte ore di formazione relative all'anno 2020 sono state svolte a distanza, in modalità e-learning o webinar.

21. QUALITÀ, AMBIENTE E SICUREZZA

Per il raggiungimento degli obiettivi prefissati in materia di qualità, ambiente e sicurezza, nel corso dell'esercizio 2020 Estra Spa e le società del gruppo Estra Energie, Prometeo ed Estra Com, hanno finalizzato la propria attività attraverso concrete azioni di ottimizzazione del proprio sistema di gestione, tramite un Sistema Integrato a livello Societario e di standard per le certificazioni UNI EN ISO 9001:2015, UNI EN ISO 14001:2015, UNI ISO 45001:18 e UNI CEI ISO/IEC 27001:2013.

Nel corso del 2020 sono stati regolarmente effettuati gli audit interni e quelli programmati per la ricertificazione e/o mantenimento dei sistemi in essere o per l'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; UNI EN ISO 45001:18 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; UNI EN ISO 45001:18.
- Prometeo - adozione di un sistema integrato per standard UNI EN ISO 9001:2015, UNI EN ISO 14001:2015; UNI EN ISO 45001:18
- Estra Com - adozione di un sistema integrato per standard UNI EN ISO 9001:2015, UNI EN ISO 14001:2015; UNI EN ISO 45001:18 e UNI CEI ISO/IEC 27001:2013 con estensione alle linee guida 27017 e 27018;
- Centria - adozione di un sistema integrato UNI EN ISO 9001:2015; UNI EN ISO 14001:2015; Regolamento EMAS; UNI EN ISO 45001:18; UNI CEI ISO/IEC 27001:2017; SA 8000:2014; oltre UNI CEI EN ISO 50001:2011; UNI EN ISO 3834-2:2006; UNI 11024:2017; UNI EN ISO18295; UNI ISO 55001:2015; ISO IEC 17025:2018;
- EstraClima - adozione di un sistema integrato UNI EN ISO 9001:2015; UNI EN ISO 14001:2015; UNI EN ISO 45001:18; oltre UNI CEI 11352:2014; Regolamento (CE) 303-2008;
- Gergas - adozione standard integrato UNI EN ISO 9001:2015, UNI EN ISO 14001:2015; UNI EN ISO 45001:18.
- Ecolat - adozione standard UNI EN ISO 9001:2015, UNI EN ISO 14001:2015; UNI EN ISO 45001:18
- Murgia Reti gas – adozione di un sistema di gestione UNI EN ISO 9001:2015, UNI EN ISO 45001:18

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

Nell'anno in 2020 la Funzione Privacy di Estra, su incarico del Titolare Estra ha attuato e proseguito il percorso di adeguamento, iniziato nel 2019, necessario a perseguire la conformità al Regolamento EU 679/2016 (GDPR) ed a mantenere aggiornato il Modello di Governance Privacy.

Il programma di adeguamento si è articolato in molteplici iniziative ed attività svolte in parallelo, tra cui:

- una nuova mappatura dei processi aziendali in relazione alle aree e servizi definiti dal nuovo organigramma e funzionigramma aziendale, con contestuale aggiornamento del Registro dei trattamenti, documento volto a tenere traccia dei trattamenti effettuati da parte del titolare e degli eventuali responsabili, e contenente, tra gli altri, le finalità del trattamento, una descrizione delle categorie di interessati e dei dati personali, i destinatari, gli eventuali trasferimenti verso Paesi terzi e una descrizione generale delle misure di sicurezza;
- l'aggiornamento del Registro del Titolare e del Responsabile del Trattamento dei Dati unitamente ad elaborazione e predisposizione anche su piattaforma gestionale Privacy di:
 - "Organigramma Privacy" con individuazione di Responsabilità organizzative e funzionali;
 - "Designazione ed Autorizzazione al trattamento dei dati personali per i dipendenti/amministratori della Società", specificando i trattamenti e le operazioni dei dati legati alle figure professionali coinvolte;
 - "Prevalutazione dei rischi privacy", con individuazione dei livelli di rischi connessi alle attività svolte;
 - "Revisione Informativa", ai sensi del Regolamento E.U 2016/679;
 - "Catalogazione Asset aziendali", con relativa attribuzione alle risorse della Società;
 - "Classificazione fornitori" con predisposizione di "Atto di Nomina a Responsabile Esterno";
- l'attività di supporto, in coordinamento con la funzione dei Sistemi Informativi, nella gestione di sicurezza informatica e cyber security;
- l'adeguamento del modello di analisi e valutazione dei rischi DPIA (Data Protection Impact Assessment) alla luce dei nuovi trattamenti definiti nel revisionato Registro;
- una pianificazione, alla luce dei nuovi assetti aziendali, della revisione dei ruoli, responsabilità e istruzioni impartite dal Titolare del trattamento ai Process Owner, alle persone autorizzate (ex Incaricati) e alle figure previste dal regolamento (Responsabili Esterni, Referenti interni, contitolari del trattamento, Sub-responsabili) chiamate a ricoprire un ruolo «attivo» in fase di pianificazione, esecuzione e monitoraggio del trattamento dati;
- l'implementazione e aggiornamento delle procedure esistenti per la gestione di richieste degli interessati e lo svolgimento delle relative attività;
- il rilascio di pareri e indicazioni sugli impatti privacy dei processi aziendali in corso o in fase di progettazione (Privacy by Design);

- l'individuazione delle responsabilità e l'emanazione delle relative procedure/istruzioni operative per la gestione di eventuali episodi di violazione di dati personali;
- l'aggiornamento del Framework legale sull'intero perimetro aziendale (template contrattuali relativi alle gare d'appalto e alla contrattualistica con partner e fornitori) affinché, la documentazione, risulti completa ed aggiornata, secondo le prescrizioni della nuova normativa.

22. 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 2020 il Gruppo ha svolto varie attività di ricerca in diversi settori di attività, anche in partnership con Università, Istituti di ricerca e società specializzate produttrici di software.

Per una descrizione delle più importanti iniziative realizzate nel 2020 si rinvia alla Dichiarazione non finanziaria.

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, 18 marzo 2021

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

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

Sede legale in Via Ugo Panziera, 16 - 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 2020

ORGANI SOCIALI

Consiglio di amministrazione

Presidente Francesco Macrì
Amministratore delegato Alessandro Piazzi
Direttore Generale Paolo Abati
Consigliere Anna Scrosta
Consigliere Roberta De Francesco

Collegio Sindacale

Rita Pelagotti (*Presidente*)
Alessandro Mannelli
Michele Pietrucci

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	31
4. Settori operativi.....	36
5. Gestione del capitale.....	38
6. Informazioni sul Gruppo.....	39
7. Aggregazioni e cessioni aziendali, acquisizioni e cessioni di interessenze di minoranza	40
8. Commento alle principali voci di conto economico	47
9. Commento alle principali voci di conto economico complessivo.....	55
10. Commento alle principali voci dello stato patrimoniale	56
11. Risultato per azione (base e diluito)	88
12. Garanzie e impegni.....	88
13. Obiettivi e criteri di gestione del rischio finanziario.....	89
14. Erogazioni pubbliche ricevute	97
15. Rapporti con parti correlate	97
16. Compensi agli amministratori, ai sindaci e alla società di revisione	100
17. Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio.....	101

Schemi di bilancio consolidato

Prospetto consolidato di conto economico

Prospetto consolidato di conto economico	Note	Esercizio chiuso al 31 dicembre			
		2020		2019 ¹	
		Valore	di cui verso Parti Correlate (nota 14)	Valore	di cui verso Parti Correlate (nota 14)
(valori in migliaia di euro)					
Ricavi da cessione di beni e servizi	8.1.1	748.414	4.969	967.943	3.681
Altri ricavi operativi	8.1.2	13.936	959	28.979	889
Consumi di materie prime, sussidiarie e merci	8.2.1	(357.543)	(34)	(592.046)	(53)
Costi per servizi	8.2.2	(242.134)	(12.268)	(255.970)	(14.321)
Costi del personale	8.2.4	(39.230)	487	(39.348)	526
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	8.2.5	(61.248)		(58.715)	
Altri costi operativi	8.2.6	(19.880)	(9)	(16.579)	(29)
Proventi/(oneri) da gestione rischio commodity	8.3	(1.205)		3.582	
Quota dei proventi/(oneri) da valutazione delle partecipazioni di natura non finanziaria con il metodo del PN	8.4	671		679	
Risultato operativo		41.782	(5.897)	38.525	(9.308)
Proventi finanziari	8.5	3.482	233	2.733	185
Oneri finanziari	8.6	(11.984)	(492)	(13.231)	(573)
Utili e perdite su cambi		6		(1)	
Quota dei proventi/(oneri) da valutazione delle partecipazioni di natura finanziaria con il metodo del PN	8.7	(1.166)		(53)	
Utile ante imposte		32.119	(6.156)	27.973	(9.696)
Imposte sul reddito dell'esercizio	8.8	38.167		(10.305)	
Risultato netto derivante dalle attività in funzionamento		70.286	(6.156)	17.668	(9.696)
Risultato netto attività cessate / in dismissione	8.9	-		(208)	
Utile netto		70.286	(6.156)	17.460	(9.696)
Risultato di pertinenza di terzi		111		72	
Risultato del Gruppo		70.175		17.388	

Utile per azione (Nota 11)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2020	2019
Utile per azione base azioni ordinarie	0,31	0,08
Utile per azione diluito azioni ordinarie	0,31	0,08

Utile per azione da attività in funzionamento (Nota 11)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2020	2019
Utile per azione base azioni ordinarie	0,31	0,08
Utile per azione diluito azioni ordinarie	0,31	0,08

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".

Il risultato per azione al netto delle operazioni non ricorrenti ai sensi della delibera Consob numero 15519 del 27 luglio 2006 (il cui importo è pari ad Euro 48.989 migliaia), risulta essere pari a 0,09.

¹ Saldi per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2019 riesposti per riflettere gli effetti di quanto descritto nella Nota 7.2 "Riesposizione Acquisizioni dell'esercizio 2019" della nota integrativa, cui si rinvia per approfondimenti.

Prospetto consolidato delle altre componenti di conto economico complessivo

Prospetto consolidato delle altre componenti di conto economico complessivo (valori in migliaia di euro)	Note	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
		2020	2019 ²
Utile netto		70.286	17.460
di cui:			
<i>Risultato di pertinenza di terzi</i>		111	72
<i>Risultato del Gruppo</i>		70.175	17.388
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	6.846	(2.491)
- <i>Utili (perdite) da valutazione dell'esercizio</i>		9.008	(3.277)
- <i>Imposte</i>		(2.162)	786
Totale altre componenti di conto economico complessivo che saranno successivamente riclassificate nell'utile/perdita d'esercizio (al netto delle imposte)		6.846	(2.491)
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	(134)	(338)
- <i>Utili (perdite) attuariali</i>		(176)	(445)
- <i>Imposte</i>		42	107
Totale altre componenti di conto economico complessivo che non saranno successivamente riclassificate nell'utile/perdita d'esercizio (al netto delle imposte):		(134)	(338)
Totale altre componenti di conto economico complessivo al netto delle imposte	9	6.712	(2.828)
di cui:			
<i>di competenza di Terzi</i>		(10)	(21)
<i>di competenza del Gruppo</i>		6.722	(2.807)
Risultato del Conto economico complessivo		76.997	14.631
di cui:			
<i>Risultato netto complessivo di pertinenza di terzi</i>		101	51
<i>Risultato netto complessivo del Gruppo</i>		76.896	14.580

² Saldi per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2019 riesposti per riflettere gli effetti di quanto descritto nella Nota 7.2 "Riesposizione Acquisizioni dell'esercizio 2019" della nota integrativa, cui si rinvia per approfondimenti.

Prospetto della situazione patrimoniale-finanziaria consolidata

Prospetto della situazione patrimoniale-finanziaria consolidata (valori in migliaia di euro)	Note	Esercizio chiuso al 31 dicembre			
		2020		2019 ³	
		Valore	di cui verso Parti Correlate (nota 14)	Valore	di cui verso Parti Correlate (nota 14)
Attività materiali	10.1.1	105.341		107.327	
Avviamento	10.1.3	31.136		31.136	
Attività immateriali	10.1.5	449.377		450.239	
Partecipazioni	10.1.6	26.107	26.107	27.250	27.250
Altre attività finanziarie non correnti	10.1.7	13.670	4.873	11.539	4.873
Altre attività non correnti	10.1.8	5.448	524	5.286	443
Attività per imposte anticipate	10.1.9	66.368		30.718	
ATTIVITA' NON CORRENTI		697.447	31.504	663.495	32.566
Rimanenze	10.2.1	18.129		24.768	
Crediti commerciali	10.2.2	234.372	7.100	281.434	9.293
Crediti tributari	10.2.3	21.813		12.400	
Altre attività correnti	10.2.4	28.367		33.419	
Altre attività finanziarie correnti	10.2.5	13.546		34.797	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	10.2.6	160.249		195.748	
ATTIVITA' CORRENTI		476.476	7.100	582.566	9.293
TOTALE ATTIVITA'		1.173.923	38.604	1.246.061	41.858
Capitale sociale		228.334		228.334	
Riserve		67.321		51.094	
Utile (Perdita) di esercizio per il gruppo		70.175		17.388	
Totale Patrimonio Netto di gruppo		365.830		296.816	
Capitale e riserve di pertinenza di terzi		26.436		25.665	
Utile (Perdita) di pertinenza di terzi		111		72	
Totale Patrimonio Netto di pertinenza di terzi		26.547		25.737	
TOTALE PATRIMONIO NETTO	10.3	392.377		322.553	
Fondi per rischi ed oneri	10.4.1	9.173		9.504	
Trattamento di fine rapporto	10.4.2	8.511		8.281	
Quota non corrente di finanziamenti a M/L termine	10.4.3	328.861	13.153	377.863	17.335
Passività per imposte differite	10.4.4	27.477		46.081	
Altre passività non correnti	10.4.5	8.449		4.320	
Passività contrattuali	10.4.6	22.071		21.123	
PASSIVITA' NON CORRENTI		404.542	13.153	467.172	17.335
Quota corrente di finanziamenti a M/L termine	10.4.3	93.784	3.370	88.271	3.729
Debiti finanziari a breve termine	10.5.1	32.509		31.601	
Debiti commerciali	10.5.2	170.513	4.139	215.299	5.227
Passività contrattuali	10.4.6	750		656	
Debiti tributari	10.5.3	12.910		18.726	
Altre passività correnti	10.5.4	56.517	7.000	64.800	14.638
Altre passività finanziarie correnti	10.2.5	10.021		36.983	
PASSIVITA' CORRENTI		377.004	14.509	456.336	23.594
TOTALE PASSIVITA' e Patrimonio Netto		1.173.923	27.662	1.246.061	40.929

³ Saldi per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2019 riesposti per riflettere gli effetti di quanto descritto nella Nota 7.2 "Riesposizione Acquisizioni dell'esercizio 2019" della nota integrativa, cui si rinvia per approfondimenti.

Prospetto delle variazioni di patrimonio netto consolidato

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 al 1 gennaio 2019	228.334	26.156	8.539	(414)	377	26.425	7.331	296.747	28.505	325.253
Destinazione utile 2018										
- Utile consolidato esercizio precedente			903			(6.210)	5.307	(12.638)	(1.138)	(13.776)
- Dividendi							(12.638)			
- Distribuzione riserve di patrimonio netto						(2.000)		(2.000)		(2.000)
Altri movimenti					1	125		126	(1.682)	(1.556)
Risultato del conto economico							17.388	17.388	72	17.460
Altre componenti del conto economico complessivo				(2.490)	(317)			(2.807)	(21)	(2.828)
Saldi al 31 dicembre 2019⁴	228.334	26.156	9.442	(2.904)	61	18.340	17.388	296.816	25.737	322.553
Destinazione utile 2019										
- Utile consolidato esercizio precedente			485			9.902	(10.388)	(7.000)	(363)	(7.363)
- Dividendi							(7.000)			
Altri movimenti					(1)	(881)		(882)	1.073	191
Risultato del conto economico							70.175	70.175	111	70.286
Altre componenti del conto economico complessivo				6.846	(124)			6.722	(10)	6.712
Saldi al 31 dicembre 2020	228.334	26.156	9.927	3.942	(64)	27.361	70.175	365.830	26.547	392.377

⁴ Variazioni e saldi per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2019 riesposti per riflettere gli effetti di quanto descritto nella Nota 7.2 "Riesposizione Acquisizioni dell'esercizio 2019" della nota integrativa, cui si rinvia per approfondimenti.

Rendiconto finanziario consolidato

Rendiconto finanziario consolidato (valori in migliaia di euro)	Note	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
		2020	2019⁵
Utile (perdita) dell'esercizio		70.286	17.460
Imposte sul reddito	8.8	(38.167)	10.305
Interessi passivi (attivi)	8.5- 8.6	8.502	10.499
(Plusvalenze) Minusvalenze derivanti dalla cessione di attività	8.2.5 - 8.2.1	1.324	1.940
Utile dell'esercizio prima di imposte, interessi e (plusvalenze) minusvalenze		41.946	40.204
Ammortamenti delle attività materiali ed immateriali	8.2.4	48.024	44.424
Svalutazioni delle attività materiali ed immateriali	8.2.4	-	2.548
Quota di competenza dei contributi conto impianti	8.1.2	(760)	(681)
Variazione di fair value iscritta nel risultato operativo	8.3	(2.932)	(4.109)
Svalutazioni (rivalutazioni) di partecipazioni	8.4- 8.7	495	(626)
Svalutazioni (rivalutazioni) di attività destinate alla vendita / dismissione	8.9	-	208
Accantonamento a TFR	8.2.3	469	177
Accantonamenti (Riversamenti) Fondi rischi ed altri accantonamenti	8.2.4 - 8.2.5	2.142	1.319
Flusso finanziario prima delle variazioni del capitale circolante netto e delle altre attività e passività		89.384	83.464
Variazione dei crediti commerciali	10.2.2	47.062	71.228
Variazione delle rimanenze	10.2.1	6.639	(16.094)
Variazione dei debiti commerciali	10.5.2	(44.786)	(44.552)
Variazione delle altre attività e passività correnti	10.2.4 - 10.5.4	5.261	(10.388)
Variazione dei crediti e debiti tributari	10.2.3 - 10.5.3	(19.249)	(2.691)
Variazione TFR (al netto dell'accantonamento)	10.4.2	(415)	(591)
Flusso finanziario dopo le variazioni del capitale circolante netto e altre variazioni		83.897	80.376
Interessi incassati		3.482	2.733
Interessi pagati		(10.862)	(10.789)
Imposte pagate		(14.184)	(2.429)
Utilizzo dei fondi		(2.473)	(1.724)
A Flusso finanziario dell'attività operativa		59.860	68.167
Di cui verso Parti Correlate		(5.052)	(9.470)
Investimenti in attività materiali	10.1.1	(10.257)	(9.278)
Investimenti in attività immateriali	10.1.5	(36.634)	(35.312)
Disinvestimenti in attività materiali ed immateriali	10.1.1 - 10.1.5	390	758
(Investimenti)/Disinvestimenti in partecipazioni	10.1.6	(54)	440
Dividendi incassati da società valutate con il metodo del patrimonio netto	10.1.6	702	478
Disinvestimenti in attività destinate alla vendita / dismissione		-	442
(Acquisizione) o cessione di società controllate al netto delle disponibilità liquide	7.2	-	(47.504)
Altre variazioni da attività di investimento		(6)	82
B Flusso finanziario dell'attività di investimento		(45.859)	(89.894)
Di cui verso Parti Correlate		-	-
Incremento (decremento) di attività e passività finanziarie non correnti	10.1.7 - 10.4.6	(2.130)	937
Incremento (decremento) di attività e passività finanziarie correnti	10.2.5	6.228	(281)
Incremento (decremento) di altre attività e passività non correnti	10.1.8 - 10.4.5	4.914	3.610
Incremento (decremento) debiti a breve verso banche	10.5.1	903	20.180
Accensione finanziamenti bancari	10.4.3	75.000	121.500
Rimborso di finanziamenti bancari	10.4.3	(115.202)	(111.027)
Riacquisto prestiti obbligazionari	10.4.3	-	(38.800)
Rimborso Finanziamenti Soci	10.4.3	(1.435)	(1.435)
Rimborso altri finanziatori	10.4.3	(332)	(332)
Accensione passività per leasing	10.4.3	2.499	-
Rimborso passività per leasing	10.4.3	(4.832)	(3.766)
Spese di accensione finanziamenti	10.4.3	(304)	(665)
Altre variazioni	10.3	193	-
Pagamento Dividendi ai soci della Capogruppo	10.3	(14.638)	-
Pagamento Dividendi ai Terzi	10.3	(363)	(1.138)
C Flusso finanziario dell'attività di finanziamento		(49.499)	(11.217)
Di cui verso Parti Correlate		(16.154)	(1.663)
Incremento (decremento) delle disponibilità liquide (A+B+C)		(35.499)	(32.946)
E Disponibilità liquide al 1 gennaio		195.748	228.693
F Disponibilità liquide al 31 dicembre		160.249	195.748

⁵ Saldi per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2019 riesposti per riflettere gli effetti di quanto descritto nella Nota 7.2 "Riesposizione Acquisizioni dell'esercizio 2019" della nota integrativa, cui si rinvia per approfondimenti.

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 4 [Settori operativi](#), mentre nella Nota 6 [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 15 [Rapporti con parti correlate](#).

Il bilancio consolidato per l’esercizio chiuso al 31 dicembre 2020 è stato proposto per l’approvazione nel Consiglio di Amministrazione della Società in data 18/03/2021.

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.

2.3 Principi di consolidamento

Il bilancio consolidato comprende i bilanci di Estra S.p.A. e delle sue controllate al 31 dicembre 2020 e 2019.

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 spesi 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 IFRS 9 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 predispose 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 3 [Valutazioni discrezionali e stime contabili significative](#);
- Informativa quantitativa sulla gerarchia di valutazione del fair value: Nota 10.5.5 [Strumenti finanziari e valutazioni al fair value](#);
- Strumenti finanziari (compresi quelli valutati al costo ammortizzato): Nota 10.5.5 [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 da cessioni di beni e servizi

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:

1. 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.

2. 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.

3. 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 exemption", 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 exemption" 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.

4. 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.

5. 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.

6. 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.

7. 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.

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) Incertezza sui trattamenti ai fini dell'imposta sul reddito

Nella definizione di incertezza viene considerato se un dato trattamento fiscale risulterà accettabile per l'Autorità fiscale. Se si ritiene che sia probabile che l'autorità fiscale accetti il trattamento fiscale (con il termine probabile inteso come "più probabile che non"), allora il Gruppo rileva e valuta le proprie imposte correnti o differite attive e passive applicando le disposizioni dello IAS 12.

Di converso, se vi è incertezza sui trattamenti ai fini dell'imposta sul reddito, il Gruppo riflette l'effetto di tale incertezza avvalendosi del metodo che meglio prevede la risoluzione del trattamento fiscale incerto. Il Gruppo decide se prendere in considerazione ciascun trattamento fiscale incerto separatamente o congiuntamente a uno o più trattamenti fiscali incerti, scegliendo l'approccio che meglio prevede la soluzione dell'incertezza. Nel valutare se e in che modo l'incertezza incide sul trattamento fiscale, il Gruppo ipotizza che l'Autorità fiscale accetti o meno un trattamento fiscale incerto presumendo che la stessa, in fase di verifica, controllerà gli importi che ha il diritto di esaminare e che sarà a completa conoscenza di tutte le relative informazioni. Quando conclude che è non è probabile che l'autorità fiscale accetti un trattamento fiscale incerto, il Gruppo riflette l'effetto dell'incertezza nel determinare le imposte correnti e differite, usando il metodo del valore atteso o dell'importo più probabile, a seconda di quale metodo meglio prevede la soluzione dell'incertezza.

Il Gruppo effettua un significativo ricorso al giudizio professionale nell'identificare le incertezze sui trattamenti ai fini delle imposte sul reddito e riesamina i giudizi e le stime effettuate in presenza di un cambiamento dei fatti e delle circostanze che modifichino le sue previsioni sull'accettabilità di un determinato trattamento fiscale oppure le stime effettuate sugli effetti dell'incertezza, o entrambi.

Poiché le posizioni fiscali incerte si riferiscono alla definizione di imposte sul reddito, il Gruppo espone le attività/passività fiscali incerte come imposte correnti o imposte differite.

j) 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.

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 - Apparat di nodo SDH, networking, accesso e video sorveglianza	8 anni
Telefonia – Hardware e telefoni mobili	5 anni
Energie rinnovabili – Impianti fotovoltaici	20 anni
Selezione rifiuti – Impianto	25 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.

n) Leasing

Il Gruppo valuta all'atto della sottoscrizione di un contratto se è, o contiene, un leasing. In altri termini, se il contratto conferisce il diritto di controllare l'uso di un bene identificato per un periodo di tempo in cambio di un corrispettivo.

Il Gruppo opera solo in veste di locatario, adottando un unico modello di riconoscimento e misurazione per tutti i leasing, eccetto per i leasing di breve termine ed i leasing di beni di modico valore. Il Gruppo riconosce le passività relative ai pagamenti del leasing e l'attività per diritto d'uso che rappresenta il diritto ad utilizzare il bene sottostante il contratto.

Attività per diritto d'uso

Il Gruppo riconosce le attività per il diritto d'uso alla data di inizio del leasing (cioè la data in cui l'attività sottostante è disponibile per l'uso). Le attività per il diritto d'uso sono misurate al costo, al netto degli ammortamenti accumulati e delle perdite di valore, e rettificati per qualsiasi rimisurazione delle passività di leasing. Il costo delle attività per il diritto d'uso comprende l'ammontare delle passività di leasing rilevate, i costi diretti iniziali sostenuti e i pagamenti di leasing effettuati alla data di decorrenza o prima dell'inizio al netto di tutti gli eventuali incentivi ricevuti. Le attività per diritto d'uso sono ammortizzate in quote costanti dalla data di decorrenza alla fine della vita utile dell'attività consistente nel diritto di utilizzo o, se anteriore, al termine della durata del leasing.

Se il leasing trasferisce la proprietà dell'attività sottostante al locatario al termine della durata del leasing o se il costo dell'attività consistente nel diritto di utilizzo riflette il fatto che il locatario eserciterà l'opzione di acquisto, il locatario deve ammortizzare l'attività consistente nel diritto d'uso dalla data di decorrenza fino alla fine della vita utile dell'attività sottostante.

Le attività per il diritto d'uso sono soggette a Impairment. Si rinvia a quanto indicato nella sezione "Perdita di valore di attività non finanziarie".

Passività legate al leasing

Alla data di decorrenza del leasing, il Gruppo rileva le passività di leasing misurandole al valore attuale dei pagamenti dovuti per il leasing non versati a tale data. I pagamenti dovuti includono i pagamenti fissi (compresi i pagamenti fissi nella sostanza) al netto di eventuali incentivi al leasing da ricevere, i pagamenti variabili di leasing che dipendono da un indice o un tasso, e gli importi che si prevede dovranno essere pagati a titolo di garanzie del valore residuo. I pagamenti del leasing includono anche il prezzo di esercizio di un'opzione di acquisto se si è ragionevolmente certi che tale opzione sarà esercitata dal Gruppo e i pagamenti di penalità di risoluzione del leasing, se la durata del leasing tiene conto dell'esercizio da parte del Gruppo dell'opzione di risoluzione del leasing stesso.

I pagamenti di leasing variabili che non dipendono da un indice o da un tasso vengono rilevati come costi nel periodo (salvo che non siano stati sostenuti per la produzione di rimanenze) in cui si verifica l'evento o la condizione che ha generato il pagamento.

o) 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.

p) 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.

a) Strumenti finanziari – Rilevazione e valutazione

Uno strumento finanziario è qualsiasi contratto che dà origine ad un'attività finanziaria per un'entità e ad una passività finanziaria o ad uno strumento rappresentativo di capitale per un'altra entità.

b) Attività finanziarie

Rilevazione iniziale e valutazione

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.

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. Le attività finanziarie i cui flussi di cassa non soddisfano i requisiti sopra indicati (e.g. SPPI) sono classificati e misurati al fair value rilevato a conto economico.

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.

Le attività finanziarie classificate e misurate al costo ammortizzato sono possedute nel quadro di un modello di business il cui obiettivo è il possesso di attività finanziarie finalizzato alla raccolta dei flussi finanziari contrattuali mentre le attività finanziarie che sono classificate e misurate al fair value rilevato in OCI sono possedute nel quadro di un modello di business il cui obiettivo è conseguito sia mediante l'incasso dei flussi finanziari contrattuali che mediante la vendita delle attività finanziarie.

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.

Valutazione successiva

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.

Attività finanziarie al costo ammortizzato (strumenti di debito)

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 rilevati 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 in OCI (strumenti di debito)

Per le attività da strumenti di debito valutati al fair value rilevato in OCI, gli interessi attivi, le variazioni per differenze cambio e le perdite di valore, insieme alle riprese, sono rilevati a conto economico e sono calcolati allo stesso modo delle attività finanziarie valutate al costo ammortizzato. Le rimanenti variazioni del fair value sono rilevate in OCI. Al momento dell'eliminazione, la variazione cumulativa del fair value rilevata in OCI viene riclassificata nel conto economico.

Le attività da strumenti di debito del Gruppo valutati al fair value rilevato in OCI comprendono gli investimenti in strumenti di debito quotati inclusi nelle altre attività finanziarie non correnti.

Investimenti in strumenti rappresentativi di capitale

All'atto della rilevazione iniziale, il Gruppo può irrevocabilmente scegliere di classificare i propri investimenti azionari come strumenti rappresentativi di capitale rilevati al fair value rilevato in OCI quando soddisfano la definizione di strumenti rappresentativi di capitale ai sensi dello IAS 32 "Strumenti finanziari: Presentazione" e non sono detenuti per la negoziazione. La classificazione è determinata per ogni singolo strumento.

Gli utili e le perdite conseguite su tali attività finanziarie non vengono mai rigirati nel conto economico. I dividendi sono rilevati come altri ricavi nel conto economico quando il diritto al pagamento è stato deliberato, salvo quando il Gruppo beneficia di tali proventi come recupero di parte del costo dell'attività finanziaria, nel qual caso tali utili sono rilevati in OCI. Gli strumenti rappresentativi di capitale iscritti al fair value rilevato in OCI non sono soggetti a impairment test.

Attività finanziarie al fair value rilevato a conto economico

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 e le partecipazioni quotate che il Gruppo non ha scelto irrevocabilmente di classificare al fair value rilevato in OCI. I dividendi su partecipazioni quotate sono rilevati come altri proventi nel prospetto dell'utile/(perdita) d'esercizio quando è stato stabilito il diritto al pagamento.

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.

Cancellazione

Un'attività finanziaria (o, ove applicabile, parte di un'attività finanziaria o parte di un gruppo di attività finanziarie simili) è cancellata in primo luogo (es. rimossa dal prospetto della situazione patrimoniale-finanziaria del Gruppo) quando:

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

Nei casi in cui il Gruppo abbia trasferito i diritti a ricevere flussi finanziari da un'attività o abbia siglato un accordo in base al quale mantiene i diritti contrattuali a ricevere i flussi finanziari dell'attività finanziaria, ma assume un'obbligazione contrattuale a pagare i flussi finanziari a uno o più beneficiari (pass-through), esso valuta se e in che misura abbia trattenuto i rischi e i benefici inerenti al possesso. Nel caso in cui non abbia né trasferito né trattenuto sostanzialmente tutti i rischi e benefici o non abbia perso il controllo sulla stessa, l'attività continua ad essere rilevata nel bilancio del Gruppo nella misura del suo coinvolgimento residuo nell'attività stessa. In questo caso, il Gruppo riconosce inoltre una passività associata. L'attività trasferita e la passività associata sono valutate in modo da riflettere i diritti e le obbligazioni che rimangono di pertinenza del Gruppo.

Quando il coinvolgimento residuo dell'entità è una garanzia sull'attività trasferita, il coinvolgimento è misurato sulla base del minore tra l'importo dell'attività e l'importo massimo del corrispettivo ricevuto che l'entità potrebbe dover ripagare.

Perdita di valore

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 rilevate 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.

Per le attività rappresentate da strumenti di debito valutate al fair value rilevato in OCI, il Gruppo applica l'approccio semplificato ammesso per le attività a basso rischio di credito. Ad ogni data di riferimento del bilancio, il Gruppo valuta se si ritiene che lo strumento di debito abbia un basso rischio di credito utilizzando tutte le informazioni disponibili che si possono ottenere senza costi o sforzi eccessivi. Nell'effettuare tale valutazione, il Gruppo monitora il merito creditizio dello strumento di debito. Inoltre, il Gruppo assume che vi sia stato un significativo aumento del rischio di credito quando i pagamenti contrattuali sono scaduti da oltre 60 giorni.

Un'attività finanziaria viene eliminata quando non vi è nessuna ragionevole aspettativa di recupero dei flussi finanziari contrattuali.

c) Passività finanziarie

Rilevazione e valutazione iniziale

Le passività finanziarie sono classificate, al momento della rilevazione iniziale, tra le passività finanziarie al fair value rilevato a conto economico, tra i mutui e finanziamenti, o tra i derivati designati come strumenti di copertura.

Tutte le passività finanziarie sono rilevate inizialmente al fair value cui si aggiungono, nel caso di mutui, finanziamenti e debiti, i costi di transazione ad essi direttamente attribuibili.

Le passività finanziarie del Gruppo comprendono debiti commerciali e altri debiti, mutui e finanziamenti, inclusi scoperti di conto corrente e strumenti finanziari derivati.

Valutazione successiva

Ai fini della valutazione successiva le passività finanziarie sono classificate in due categorie:

- Passività finanziarie al fair value rilevato a conto economico
- Passività finanziarie al costo ammortizzato (finanziamenti e prestiti)

Passività finanziarie al fair value rilevato a conto economico

Le passività finanziarie al fair value con variazioni rilevate a conto economico comprendono passività detenute per la negoziazione e passività finanziarie rilevate inizialmente al fair value con variazioni rilevate a conto economico.

Le passività detenute per la negoziazione sono tutte quelle assunte con l'intento di estinguerle o trasferirle nel breve termine. Questa categoria include inoltre gli strumenti finanziari derivati sottoscritti dal Gruppo che non sono designati come strumenti di copertura in una relazione di copertura definita dallo IFRS 9. I derivati incorporati, scorporati dal contratto principale, sono classificati come strumenti finanziari detenuti per la negoziazione salvo che non siano designati come strumenti di copertura efficaci.

Gli utili o le perdite sulle passività detenute per la negoziazione sono rilevati nel prospetto dell'utile/(perdita) d'esercizio.

Le passività finanziarie sono designate al fair value con variazioni rilevate a conto economico dalla data di prima iscrizione, solo se i criteri dell'IFRS 9 sono soddisfatti.

Passività finanziarie al costo ammortizzato (finanziamenti e prestiti)

Questa è la categoria maggiormente rilevante per il Gruppo. Dopo la rilevazione iniziale, i finanziamenti sono valutati con il criterio del costo ammortizzato usando il metodo del tasso di interesse effettivo. Gli utili e le perdite sono contabilizzati nel conto economico quando la passività è estinta, oltre che attraverso il processo di ammortamento.

Il costo ammortizzato è calcolato rilevando lo sconto o il premio sull'acquisizione e gli onorari o costi che fanno parte integrante del tasso di interesse effettivo. L'ammortamento al tasso di interesse effettivo è compreso tra gli oneri finanziari nel prospetto dell'utile/(perdita).

Questa categoria generalmente include crediti e finanziamenti fruttiferi di interessi.

Cancellazione

Una passività finanziaria viene cancellata quando l'obbligazione sottostante la passività è estinta, annullata ovvero adempiuta. Laddove una passività finanziaria esistente fosse sostituita da un'altra dello stesso prestatore, a condizioni sostanzialmente diverse, oppure le condizioni di una passività esistente venissero sostanzialmente modificate, tale scambio o modifica viene trattato come una cancellazione contabile della passività originale, accompagnata dalla rilevazione di una nuova passività, con iscrizione nel prospetto dell'utile/(perdita) d'esercizio di eventuali differenze tra i valori contabili.

Compensazione di strumenti finanziari

Un'attività e una passività finanziaria possono essere compensate e il saldo netto esposto nel prospetto della situazione patrimoniale-finanziaria, se esiste un diritto legale attuale a compensare gli importi rilevati contabilmente e vi sia l'intenzione di estinguere il residuo netto, o realizzare l'attività e contemporaneamente estinguere la passività.

d) Strumenti finanziari derivati e hedge accounting

Rilevazione iniziale e valutazione successiva

Il Gruppo utilizza strumenti finanziari derivati tra i quali: contratti a termine in valuta, swap su tassi di interesse e contratti a termine di acquisto di commodity per coprire rispettivamente, i propri rischi di cambio valutario, i rischi di tasso di interesse e i rischi di prezzo delle commodity. Tali strumenti finanziari derivati sono inizialmente rilevati al fair value alla data in cui il contratto derivato è sottoscritto e, successivamente, sono valutati nuovamente al fair value. I derivati sono contabilizzati come attività finanziarie quando il fair value è positivo e come passività finanziarie quando il fair value è negativo.

Ai fini dell'hedge accounting, le coperture sono di tre tipi:

- copertura di fair value in caso di copertura dell'esposizione contro le variazioni del fair value dell'attività o passività rilevata o impegno irrevocabile non iscritto;
- copertura di flussi finanziari in caso di copertura dell'esposizione contro la variabilità dei flussi finanziari attribuibile a un particolare rischio associato con tutte le attività o passività rilevate o a un'operazione programmata altamente probabile o il rischio di valuta estera su impegno irrevocabile non iscritto;
- copertura di un investimento netto in una gestione estera.

All'avvio di un'operazione di copertura, il Gruppo designa e documenta formalmente il rapporto di copertura, cui intende applicare l'hedge accounting, i propri obiettivi nella gestione del rischio e la strategia perseguita.

La relazione di copertura soddisfa i criteri di ammissibilità per la contabilizzazione delle operazioni di copertura se soddisfa tutti i seguenti requisiti di efficacia della copertura:

- vi è un rapporto economico tra l'elemento coperto e lo strumento di copertura;
- l'effetto del rischio di credito non prevale sulle variazioni di valore risultanti dal suddetto rapporto economico;
- il rapporto di copertura della relazione di copertura è lo stesso di quello risultante dalla quantità dell'elemento coperto che il Gruppo effettivamente copre e dalla quantità dello strumento di copertura che il Gruppo utilizza effettivamente per coprire tale quantità di elemento coperto.

Le operazioni che soddisfano tutti i criteri qualificanti per l'hedge accounting sono contabilizzate come segue:

Coperture di fair value

La variazione del fair value dei derivati di copertura è rilevata nel prospetto dell'utile/(perdita) d'esercizio tra gli altri costi. La variazione del fair value dell'elemento coperto attribuibile al rischio coperto è rilevata come parte del valore di carico dell'elemento coperto ed è inoltre rilevato nel prospetto dell'utile/(perdita) d'esercizio negli altri costi.

Per quanto riguarda le coperture del fair value riferite a elementi contabilizzati secondo il criterio del costo ammortizzato, ogni rettifica del valore contabile è ammortizzata nel prospetto dell'utile/(perdita) d'esercizio lungo il periodo residuo della copertura utilizzando il metodo del tasso di interesse effettivo (TIE). L'ammortamento così determinato può iniziare non appena esiste una rettifica ma non può estendersi oltre la data in cui l'elemento oggetto di copertura cessa di essere rettificato per effetto delle variazioni del fair value attribuibili al rischio oggetto di copertura.

Se l'elemento coperto è cancellato, il fair value non ammortizzato è rilevato immediatamente nel prospetto dell'utile/(perdita) d'esercizio.

Quando un impegno irrevocabile non iscritto è designato come elemento oggetto di copertura, le successive variazioni cumulate del suo fair value attribuibili al rischio coperto sono contabilizzate come attività o passività e i corrispondenti utili o perdite rilevati nel prospetto dell'utile/(perdita) d'esercizio.

Copertura dei flussi di cassa

La porzione di utile o perdita sullo strumento coperto, relativa alla parte di copertura efficace, è rilevata nel prospetto delle altre componenti di conto economico complessivo nella riserva di "cash flow hedge", mentre la parte non efficace è rilevata direttamente nel prospetto dell'utile/(perdita) d'esercizio. La riserva di cash flow hedge è rettificata al minore tra l'utile o la perdita cumulativa sullo strumento di copertura e la variazione cumulativa del fair value dell'elemento coperto.

Il Gruppo utilizza contratti a termine su valute a copertura della propria esposizione al rischio di cambio relativa sia a transazioni previste sia a impegni già stabiliti; allo stesso modo, utilizza contratti a termine su commodity per coprirsi dalla volatilità dei prezzi delle commodity stesse. La parte non efficace dei contratti a termine su

valute è rilevata negli altri costi e la parte non efficace dei contratti a termine su commodity è rilevata tra gli altri costi o proventi operativi.

Il Gruppo designa solo la componente spot dei contratti a termine come strumento di copertura. La componente forward è cumulativamente rilevata in OCI in una voce separata.

Gli importi accumulati tra le altre componenti di conto economico complessivo sono contabilizzati, a seconda della natura della transazione coperta sottostante. Se l'operazione oggetto di copertura comporta successivamente la rilevazione di una componente non finanziaria, l'importo accumulato nel patrimonio netto viene rimosso dalla componente separata del patrimonio netto e incluso nel valore di costo o altro valore di carico dell'attività o passività coperta. Questa non è considerata una riclassifica delle poste rilevate in OCI per il periodo. Ciò vale anche nel caso di operazione programmata coperta di un'attività non finanziaria o di una passività non finanziaria che diventa successivamente un impegno irrevocabile al quale si applica la contabilizzazione delle operazioni di copertura di fair value.

Per qualsiasi altra copertura di flussi finanziari, l'importo accumulato in OCI è riclassificato a conto economico come una rettifica da riclassificazione nello stesso periodo o nei periodi durante i quali i flussi finanziari coperti impattano il conto economico.

Se la contabilizzazione di copertura del flusso di cassa viene interrotta, l'importo accumulato in OCI deve rimanere tale se si prevede che i flussi futuri di cassa coperti si verificheranno. Altrimenti, l'importo dovrà essere immediatamente riclassificato nell'utile/(perdita) dell'esercizio come rettifica da riclassificazione. Dopo la sospensione, una volta che il flusso di cassa coperto si verifica, qualsiasi importo accumulato rimanente in OCI deve essere contabilizzato a seconda della natura della transazione sottostante come precedentemente descritto.

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. Le variazioni di fair value dei derivati che soddisfano le condizioni richieste dallo IFRS 9 per essere qualificati come di copertura sono rilevate in una specifica riserva di patrimonio netto definita "Riserva da cash flow hedge". Le variazioni di fair value che non soddisfano le condizioni, anche formali, richieste dallo IFRS 9 per essere qualificati come di copertura 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 dell'IFRS 9 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 IFRS 9 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.

Ulteriori informazioni sono contenute nel paragrafo della nota integrativa “Obiettivi e criteri di gestione del rischio finanziario - Rischi connessi al prezzo delle commodity”.

e) 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.

f) 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”.

g) 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.

h) 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.

i) 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.

j) 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

Il Gruppo ha applicato per la prima volta alcuni principi o modifiche che sono in vigore dal 1 gennaio 2020. Il Gruppo non ha adottato anticipatamente alcun nuovo principio, interpretazione o modifica emessi ma non ancora in vigore.

Modifiche all'IFRS 3: Definizione di un business

Le modifiche all'IFRS 3 chiariscono che per essere considerato un business, un insieme integrato di attività e beni devono includere almeno un input e un processo sottostante che insieme contribuiscono in modo significativo alla capacità di creare un output. Inoltre, è stato chiarito che un business può esistere senza includere tutti gli input e i processi necessari per creare un output. Tali modifiche non hanno avuto alcun impatto sul bilancio consolidato del Gruppo ma potrebbero avere un impatto sugli esercizi futuri qualora il Gruppo dovesse effettuare aggregazioni aziendali.

Modifiche agli IFRS 7, IFRS 9 e IAS 39: Riforma del benchmark dei tassi di interesse

Le modifiche allo IFRS 9 ed allo IAS 39 forniscono un numero di espedienti pratici che si applicano alle relazioni di copertura che sono direttamente impattate dalla riforma dei tassi di interesse di riferimento. Una relazione di copertura che è impattata dalla riforma è soggetta ad incertezze circa il timing e l'entità dei flussi di cassa basati sul tasso di riferimento con riferimento allo strumento coperto. Queste modifiche non hanno impatto sul bilancio consolidato del Gruppo.

Modifiche allo IAS 1 e IAS 8 – definizione di rilevante

Le modifiche forniscono una nuova definizione di rilevanza in cui si afferma che un'informazione è rilevante se è ragionevole presumere che la sua omissione, errata indicazione od occultamento potrebbe influenzare le decisioni che gli utilizzatori principali dei bilanci redatti per scopi di carattere generale prendono sulla base di questi bilanci, che forniscono informazioni finanziarie circa la specifica entità che redige il bilancio.

La rilevanza dipende dalla natura o dall'entità dell'informazione, o da entrambe. L'entità valuta se l'informazione, singolarmente o in combinazione con altre informazioni, è rilevante nel contesto del bilancio, considerato nel suo insieme. L'informazione è occultata se è comunicata in modo tale da avere, per gli utilizzatori principali dei bilanci, un effetto analogo a quello dell'omissione o dell'errata indicazione della medesima informazione. Tali modifiche non hanno avuto alcun impatto sul bilancio consolidato né si prevede alcun impatto futuro per il Gruppo.

Conceptual Framework for Financial Reporting emesso il 29 marzo 2018

Il Conceptual Framework non rappresenta uno standard e nessuno dei concetti in esso contenuti ha la precedenza sui concetti o sui requisiti di uno standard. Lo scopo del Conceptual Framework è di supportare lo IASB nello sviluppo di standard, aiutare i redattori a sviluppare politiche contabili omogenee laddove non esistano standard applicabili nelle specifiche circostanze e di aiutare tutte le parti coinvolte a comprendere ed interpretare gli standard.

La versione rivista del Conceptual Framework include alcuni nuovi concetti, fornisce definizioni aggiornate e criteri di rilevazione aggiornati per attività e passività e chiarisce alcuni concetti importanti. Tali modifiche non hanno avuto alcun impatto sul bilancio consolidato del Gruppo.

Modifica all' IFRS 16 Covid-19 Related Rent Concessions

Il 28 maggio 2020 lo IASB ha pubblicato una modifica al principio IFRS 16. La modifica consente ad un locatario di non applicare i requisiti nell'IFRS 16 sugli effetti contabili delle modifiche contrattuali per le riduzioni dei canoni di lease concesse dai locatori che sono diretta conseguenza dell'epidemia da Covid-19. La modifica introduce un espediente pratico secondo cui un locatario può scegliere di non valutare se la riduzione dei canoni di lease rappresentano modifiche contrattuali. Un locatario che sceglie di utilizzare questo espediente contabilizza queste riduzioni come se le stesse non fossero modifiche contrattuali nello scopo dell'IFRS 16.

Le modifiche sono applicabili ai bilanci il cui periodo contabile inizia il 1 giugno 2020 o successivamente. È consentita l'adozione anticipata. Tali modifiche non hanno avuto alcun impatto sul bilancio consolidato del Gruppo.

2.6 Principi emanati ma non ancora in vigore

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.

IFRS 17 Insurance Contracts

Nel maggio 2017, lo IASB ha emesso l'IFRS 17 Insurance Contracts (IFRS 17), un nuovo principio completo relativo ai contratti di assicurazione che copre la rilevazione e misurazione, presentazione ed informativa. Quando entrerà in vigore l'IFRS 17 sostituirà l'IFRS 4 Contratti Assicurativi che è stato emesso nel 2005. L'IFRS 17 si applica a tutti i tipi di contratti assicurativi (ad esempio: vita, non vita, assicurazione diretta, riassicurazione) indipendentemente dal tipo di entità che li emettono, come anche ad alcune garanzie e strumenti finanziari con caratteristiche di partecipazione discrezionale.

Allo scopo si applicheranno limitate eccezioni. L'obiettivo generale dell'IFRS 17 è quello di presentare un modello contabile per i contratti di assicurazione che sia più utile e coerente per gli assicuratori. In contrasto con le previsioni dell'IFRS 4 che sono largamente basate sul mantenimento delle politiche contabili precedenti, l'IFRS 17 fornisce un modello completo per i contratti assicurativi che copre tutti gli aspetti contabili rilevanti. Il cuore dell'IFRS 17 è il modello generale, integrato da:

- Uno specifico adattamento per i contratti con caratteristiche di partecipazione diretta (il variable fee approach)
- Un approccio semplificato (l'approccio dell'allocazione del premio) principalmente per i contratti di breve durata.

L'IFRS 17 sarà in vigore per gli esercizi che inizieranno al 1 gennaio 2021 o successivamente, e richiederà la presentazione dei saldi comparativi. E' permessa l'applicazione anticipata, nel qual caso l'entità deve aver adottato anche l'IFRS 9 e l'IFRS 15 alla data di prima applicazione dell'IFRS 17 o precedentemente. Questo principio non si applica al Gruppo.

Amendments to IAS 1: Classification of Liabilities as Current or Non-current

A gennaio 2020, lo IASB ha pubblicato delle modifiche ai paragrafi da 69 a 76 dello IAS 1 per specificare i requisiti per classificare le passività come correnti o non correnti. Le modifiche chiariscono:

- Cosa si intende per diritto di postergazione della scadenza
- Che il diritto di postergazione deve esistere alla chiusura dell'esercizio
- La classificazione non è impattata dalla probabilità con cui l'entità eserciterà il proprio diritto di postergazione
- Solamente se un derivato implicito in una passività convertibile è esso stesso uno strumento di capitale la scadenza della passività non ha impatto sulla sua classificazione

Le modifiche saranno efficaci per gli esercizi che inizieranno al 1 gennaio 2023 o successivamente, e dovranno essere applicate retrospettivamente. Il Gruppo sta al momento valutando l'impatto che le modifiche avranno sulla situazione corrente e qualora si renda necessaria la rinegoziazione dei contratti di finanziamento esistenti.

Reference to the Conceptual Framework – Amendments to IFRS 3

A maggio 2020, lo IASB ha pubblicato le modifiche all'IFRS 3 Business Combinations - Reference to the Conceptual Framework. Le modifiche hanno l'obiettivo di sostituire i riferimenti al Framework for the Preparation and Presentation of Financial Statements, pubblicato nel 1989, con le referenze al Conceptual Framework for Financial Reporting pubblicato a Marzo 2018 senza un cambio significativo dei requisiti del principio.

Il Board ha anche aggiunto una eccezione ai principi di valutazione dell'IFRS 3 per evitare il rischio di potenziali perdite od utili "del giorno dopo" derivanti da passività e passività potenziali che ricadrebbero nello scopo dello IAS 37 o IFRIC 21 Levies, se contratte separatamente.

Allo stesso tempo, il Board ha deciso di chiarire che la guidance esistente nell'IFRS 3 per le attività potenziali non verrà impattata dall'aggiornamento dei riferimenti al Framework for the Preparation and Presentation of Financial Statements.

Le modifiche saranno efficaci per gli esercizi che inizieranno al 1 gennaio 2022 e si applicano prospettivamente.

Property, Plant and Equipment: Proceeds before Intended Use – Amendments to IAS 16

A Maggio 2020, lo IASB ha pubblicato Property, Plant and Equipment — Proceeds before Intended Use, che proibisce alle entità di dedurre dal costo di un elemento di immobili, impianti e macchinari, ogni ricavo dalla vendita di prodotti venduti nel periodo in cui tale attività viene portata presso il luogo o le condizioni necessarie perché la stessa sia in grado di operare nel modo per cui è stata progettata dal management. Invece, un'entità contabilizza i ricavi derivanti dalla vendita di tali prodotti ed i costi per produrre tali prodotti, nel conto economico.

La modifica sarà efficace per gli esercizi che inizieranno al 1 gennaio 2022 o successivi e deve essere applicata retrospettivamente agli elementi di Immobili, impianti e macchinari resi disponibili per l'uso alla data di inizio o successivamente del periodo precedente rispetto al periodo in cui l'entità applica per la prima volta tale modifica.

Non ci si aspettano impatti materiali per il Gruppo con riferimento a tali modifiche.

Onerous Contracts – Costs of Fulfilling a Contract – Amendments to IAS 37

A maggio 2020, lo IASB ha pubblicato modifiche allo IAS 37 per specificare quali costi devono essere considerati da un'entità nel valutare se un contratto è oneroso od in perdita.

La modifica prevede l'applicazione di un approccio denominato "directly related cost approach". I costi che sono riferiti direttamente ad un contratto per la fornitura di beni o servizi includono sia i costi incrementali che i costi direttamente attribuiti alle attività contrattuali. Le spese generali ed amministrative non sono direttamente correlate ad un contratto e sono escluse a meno che le stesse non siano esplicitamente ribaltabili alla controparte sulla base del contratto.

Le modifiche saranno efficaci per gli esercizi che inizieranno al 1 gennaio 2022 o successivi. Il Gruppo applicherà tali modifiche ai contratti per cui non ha ancora soddisfatto tutte le proprie obbligazioni all'inizio dell'esercizio in cui la stessa applicherà per la prima volta tali modifiche.

IFRS 1 First-time Adoption of International Financial Reporting Standards – Subsidiary as a first-time adopter

Come parte del processo di miglioramenti annuali 2018-2020 dei principi IFRS, lo IASB ha pubblicato una modifica all'IFRS 1 First-time Adoption of International Financial Reporting Standards. Tale modifica permette ad una controllata che sceglie di applicare il paragrafo D16(a) dell'IFRS 1 di contabilizzare le differenze di traduzioni cumulate sulla base degli importi contabilizzati dalla controllante, considerando la data di transizione agli IFRS da parte della controllante. Questa modifica si applica anche alle società collegate o joint venture che scelgono di applicare il paragrafo D16(a) dell'IFRS 1.

La modifica sarà efficace per gli esercizi che inizieranno al 1 gennaio 2022 o successivamente, è permessa l'applicazione anticipata.

IFRS 9 Financial Instruments – Fees in the '10 per cent' test for derecognition of financial liabilities

Come parte del processo di miglioramenti annuali 2018-2020 dei principi IFRS, lo IASB ha pubblicato una modifica all'IFRS 9. Tale modifica chiarisce le fee che una entità include nel determinare se le condizioni di una nuova o modificata passività finanziaria siano sostanzialmente differenti rispetto alle condizioni della passività finanziaria originaria. Queste fees includono solo quelle pagate o percepite tra il debitore ed il finanziatore, incluse le fees pagate o percepite dal debitore o dal finanziatore per conto di altri. Un'entità applica tale modifica alle passività finanziarie che sono modificate o scambiate successivamente alla data del primo esercizio in cui l'entità applica per la prima volta la modifica.

La modifica sarà efficace per gli esercizi che inizieranno al 1 gennaio 2022 o successivamente, è permessa l'applicazione anticipata. Il Gruppo applicherà tale modifica alle passività finanziarie che sono modificate o scambiate successivamente o alla data del primo esercizio in cui l'entità applica per la prima volta tale modifica.

Non ci si aspettano impatti materiali per il Gruppo con riferimento a tale modifica.

IAS 41 Agriculture – Taxation in fair value measurements

Come parte del processo di miglioramenti annuali 2018-2020 dei principi IFRS, lo IASB ha pubblicato una modifica allo IAS 41 Agriculture. La modifica rimuove i requisiti nel paragrafo 22 dello IAS 41 riferito

all'esclusione dei flussi di cassa per le imposte quando viene valutato il fair value di una attività nello scopo dello IAS 41.

Una entità applica tale modifica prospettivamente alla misurazione del fair value a partire per gli esercizi che inizieranno al 1 gennaio 2022 o successivamente, l'applicazione anticipata è consentita.

Non ci si aspettano impatti materiali per il Gruppo con riferimento a tale modifica.

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) 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 2020 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.

(ii) 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 Mercato regolato Centria
- * CGU Mercato regolato Gergas
- * CGU Mercato regolato Murgia

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 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 ad avviamento, 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. Le posizioni creditizie di importo maggiormente significativo sono analizzate ed eventualmente svalutate specificatamente.

(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.

(viii) Stime su *Lease agreement* in qualità di locatario

Inoltre, a partire dal 1 gennaio 2019, in seguito all'applicazione dell'IFRS16, sono state effettuate le seguenti stime contabili significative, come Gruppo nella qualità di locatario:

- *Lease term*: l'identificazione della durata del contratto di affitto è una tematica molto rilevante e che comporta l'utilizzo di assunzioni in particolare per la valutazione degli effetti delle opzioni di rinnovo al termine del periodo non cancellabile. Il Gruppo, infatti, per la definizione della durata del lease ha considerato la presenza di opzioni di rinnovo e cancellazione rispettivamente in capo al locatario, al locatore o a entrambi. In presenza di opzioni di rinnovo esercitabili da entrambe le parti contrattuali ha considerato l'esistenza o meno di significativi disincentivi economici nel rifiutare la richiesta di rinnovo come richiesto dal paragrafo B34 dell'IFRS 16. In presenza di opzioni esercitabili solo da una delle due parti ha considerato il paragrafo B35 dell'IFRS 16.
Con riferimento alle sedi aziendali, l'applicazione di quanto sopra, tenuto conto degli specifici fatti e circostanze nonché della stima sull'essere ragionevolmente certo l'esercizio dell'opzione, ha comportato che si è considerata una durata fino al secondo rinnovo previsto dal contratto, basandosi sul fatto di non poter considerare ragionevolmente certo il rinnovo oltre il secondo periodo o, quantomeno, alle medesime condizioni.
- Dopo la data di decorrenza del contratto, il Gruppo rivede la durata dello stesso se si verifica un evento significativo o un significativo cambiamento delle circostanze che, dipendendo dalla volontà del Gruppo, abbia un'incidenza sulla ragionevole certezza del locatario di esercitare un'opzione non precedentemente inclusa nella sua determinazione della durata del leasing o di non esercitare un'opzione precedentemente inclusa nella sua determinazione della durata del leasing. Nel mese di giugno 2019 l'*IFRS Interpretation Committee* ha iniziato a discutere sul tema del *lease term* (*project: Lease Term and Useful Life of Leasehold Improvements*). Nel mese di novembre 2019 è stata pubblicata una decisione che chiarisce come vadano letti e correlati tra loro ai fini dell'applicazione dell'IFRS 16 i concetti di periodo non cancellabile, di durata del *lease* (considerata ai fini del riconoscimento della passività) e del periodo di esigibilità ("*enforceable period*" utile per la identificazione del momento in cui il contratto non genera più diritti ed obblighi esigibili). La decisione ha chiarito che ai fini della identificazione del periodo di esigibilità un locatario deve considerare il momento contrattuale nel quale entrambe le parti coinvolte possono esercitare il loro diritto di rescindere il contratto senza incorrere in penali che non sono irrilevanti; il concetto di penale non deve avere un'accezione meramente contrattuale ma va vista considerando tutti gli aspetti economici del contratto. Una volta identificato il periodo di esigibilità, il locatore valuta in presenza di opzioni di rinnovo o annullabilità per quale periodo è ragionevolmente certo di controllare il diritto d'uso del bene e dunque determina la durata del *lease*. Alla data di predisposizione del presente bilancio consolidato il Gruppo ha considerato tali discussioni e conclusioni e continuerà a monitorarne l'evoluzione nel tempo.
- Definizione del tasso di sconto: poiché nella maggior parte dei contratti di affitto stipulati dal Gruppo, non è presente un tasso di interesse implicito, il Gruppo ha calcolato un tasso incrementale di indebitamento (Incremental Borrowing Rate-IBR) ovvero il tasso di interesse che la Società dovrebbe pagare per ottenere un finanziamento, con una durata e con garanzie simili, necessario per ottenere un'attività di valore simile all'attività consistente nel diritto di utilizzo in un contesto economico simile.

Il tasso di attualizzazione utilizzato per misurare il valore delle passività relative ai contratti di leasing è stato calcolato tenendo in considerazione il rischio paese, la valuta, la durata del contratto di leasing, nonché il rischio di credito del Gruppo. I tassi di attualizzazione utilizzati per misurare il valore delle passività relative ai contratti di leasing in cui il Gruppo opera come lessee sono ricompresi in un range tra il 1,5% ed il 2,5%.

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) Mercato regolato

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.

Il settore include anche l’attività di trading, svolta sia con finalità di 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”), sia con finalità, entro limiti di rischio predefiniti, di cogliere opportunità di profitto aggiuntivo di breve termine.

(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;
- l’attività di selezione e stoccaggio rifiuti;
- le attività svolte dalla *holding* in termini di gestione e assistenza logistica verso le altre società del Gruppo.

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 interamente sul territorio italiano.

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 2020 e 2019⁶:

⁶ Saldi per l’esercizio chiuso al 31 dicembre 2019 riesposti per riflettere gli effetti di quanto descritto nella Nota 7.2 “Riesposizione Acquisizioni dell’esercizio 2019” della nota integrativa, cui si rinvia per approfondimenti.

Valori economici per segmento

Settori operativi (valori in migliaia di euro)	Mercato regolato		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	
	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019
Totale Ricavi	108.085	109.361	669.348	900.285	55.930	62.394	(71.014)	(75.118)	762.350	996.922
Costi esterni	(52.681)	(57.444)	(598.759)	(845.592)	(39.130)	(36.677)	71.014	75.118	(619.557)	(864.594)
Costi del personale	(14.714)	(14.666)	(11.228)	(10.808)	(13.288)	(13.874)			(39.230)	(39.348)
Proventi/(oneri) da gestione rischio commodity			(1.205)	3.582					(1.205)	(3.582)
Quota del risultato di società collegate e joint venture di natura non finanziaria	671	679							671	679
Margine operativo lordo (EBITDA)	41.361	37.931	58.156	47.467	3.512	11.843	-	-	103.029	97.240
Ammortamenti e svalutazioni	(18.508)	(19.225)	(17.243)	(15.334)	(12.272)	(12.412)			(48.024)	(46.971)
Accantonamenti	(280)	(166)	(12.783)	(11.331)	(161)	(247)			(13.224)	(11.744)
Risultato operativo (EBIT)	22.573	18.539	28.130	20.802	(8.921)	(816)	-	-	41.781	38.525

Valori patrimoniali per segmento

Settori operativi Attività di settore (valori in migliaia di euro)	Mercato regolato		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	
	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019
Attività non correnti	395.248	358.675	176.253	179.052	125.951	125.772	(5)	(4)	697.447	663.495
Attività correnti	58.191	55.054	277.853	345.706	186.086	245.771	(45.654)	(63.965)	476.476	582.566
Attività destinate alla vendita										
Totale attività	453.439	413.729	454.107	524.758	312.037	371.543	(45.659)	(63.969)	1.173.923	1.246.061

Investimenti e aggregazioni aziendali per segmento

Investimenti per settore operativo (valori in migliaia di euro)	Mercato regolato		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	
	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019
Investimenti in Attività immateriali	21.772	21.070	11.331	11.600	3.531	2.643	36.634	35.312
Investimenti in Attività immateriali derivanti da aggregazioni aziendali		53.591						53.591
Totale investimenti (incluse le aggregazioni aziendali) in Attività Immateriali	21.772	74.661	11.331	11.600	3.531	2.643	36.634	88.903
Investimenti in Attività materiali	432	417	963	515	8.862	9.403	10.257	10.335
Investimenti in Attività materiali derivanti da aggregazioni aziendali		437				8.960		9.397
Totale investimenti (incluse le aggregazioni aziendali) in Attività materiali	432	854	963	515	8.862	18.362	10.257	19.732
Totale	22.204	75.515	12.294	12.115	12.392	21.005	46.891	108.635

Riconciliazione del risultato

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2020	2019
Risultato dei settori (al netto di rettifiche ed elisioni)	41.782	38.525
Proventi finanziari	3.482	2.733
Oneri finanziari	(11.984)	(13.231)
Utili e perdite su cambi	6	(1)
Quota dei proventi/(oneri) da valutazione delle partecipazioni di natura finanziaria con il metodo del PN	(1.166)	(53)
GESTIONE FINANZIARIA	(9.663)	(10.552)
UTILE ANTE IMPOSTE	32.119	27.973
Imposte sul reddito dell'esercizio	38.167	(10.305)
RISULTATO NETTO DERIVANTE DALLE ATTIVITA' IN FUNZIONAMENTO	70.286	17.668
Risultato netto attività cessate / in dismissione	-	(208)
RISULTATO NETTO DELL'ESERCIZIO	70.286	17.460

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	
	2020	2019
Liquidità ⁽¹⁾	(160.249)	(195.748)
Crediti finanziari correnti ⁽²⁾	13.546	34.797
Indebitamento finanziario corrente ⁽³⁾	136.314	156.855
Indebitamento finanziario corrente netto	(37.481)	(73.690)
Indebitamento finanziario non corrente ⁽⁴⁾	328.861	377.863
D Indebitamento finanziario netto	291.380	304.173
E Patrimonio netto	392.377	321.793
D/ELeverage	0,74	0,94

(1)Pari alla voce Disponibilità liquide e mezzi equivalenti; (2) Pari 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 2020, 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 2020, raffrontata con l'area di consolidamento al 31 dicembre 2019:

Denominazione	Sede legale	Attività principale	31/12/2020				31/12/2019			
			Quota di pertinenza del Gruppo	Quota di possesso diretto	Quota di possesso indiretto	Note	Quota di pertinenza del Gruppo	Quota di possesso diretto	Quota di possesso indiretto	Note
Società capogruppo										
E.S.T.R.A. S.p.A.		Holding								
Società controllate consolidate integralmente										
ESTRACOM S.p.A.	Prato (PO)	Telecomunicazioni	79,33%	79,33%			79,33%	79,33%		
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%		
Gergas S.p.A.	Grosseto (GR)	Distribuzione gas	85,39%	57,80%	27,69%	(3)	79,93%	79,93%		
Centria S.r.l.	Arezzo (AR)	Distribuzione gas	99,65%	99,65%			99,65%	99,65%		
Prometeo S.p.A.	Osimo (AN)	Vendita gas ed energia elettrica	56,53%		56,53%	(1)	56,53%		56,53%	(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%		
Gas Marca S.r.l.	Civitanova Marche (MC)	Vendita gas	100,00%		100,00%	(1)	100,00%		100,00%	(1)
Idrogena S.r.l.	Prato (PO)	Energie Rinnovabili	51,00%	51,00%			51,00%	51,00%		
Écolat S.r.l.	Grosseto (GR)	Gestione rifiuti	100,00%	100,00%			100,00%	100,00%		
Murgia Reti Gas S.r.l.	Arezzo (AR)	Distribuzione gas	99,65%		100,00%	(3)	99,65%		100,00%	(3)
Società a controllo congiunto consolidate con il metodo del patrimonio netto										
EDMA Reti Gas S.r.l.	Ancona (AN)	Distribuzione gas	45,00%	45,00%			45,00%	45,00%		
Nuova Sirio S.r.l.	Siena (SI)	Energie Rinnovabili	50,00%	50,00%			50,00%	50,00%		
Società destinate alla vendita / dismissioni										
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.p.A.	Ancona (AN)	Distribuzione gas	38,70%		38,70%		38,70%		38,70%	
A.E.S. Fano Distribuzione Gas S.r.l.	Fano (PU)	Distribuzione gas	49,00%		49,00%		49,00%		49,00%	
Monte Urano S.r.l.	Roma (RM)	Vendita gas	27,70%		49,00%	(2)	27,70%		49,00%	(2)
Note										
(1) tramite Estra Energie Srl										
(2) tramite Prometeo S.r.l.										
(3) tramite Centria										

La sola variazione intervenuta nell'area di consolidamento al 31 dicembre 2020 rispetto al 31 dicembre 2019 è l'incremento della quota di Gruppo nella società Gergas S.p.A. dal 79,93% al 85,39% per effetto dell'ingresso nel capitale sociale della società al 27,69% da parte di Centria S.p.A., controllata dalla Capogruppo al 99,65%, come descritto nel successivo paragrafo "Acquisizioni di interessenze addizionali in società già controllate".

Si evidenzia inoltre il consolidamento per 12 mesi nell'esercizio 2020 della controllata Murgia Reti Gas S.r.l. consolidata a partire dal 01 aprile nell'esercizio 2019.

7. Aggregazioni e cessioni aziendali, acquisizioni e cessioni di interessenze di minoranza

7.1 Acquisizioni di un'interessenza addizionale in società già controllate

Nel corso dell'esercizio 2020 si segnala l'acquisizione del 27,69% di Gergas S.p.A. da parte di Centria Sr.l., controllata dalla Capogruppo al 99,65%, con conseguente incremento della quota di Gruppo nella società dal 79,93% al 31 dicembre 2019 al 85,39% al 31 dicembre 2020.

In particolare, ai fini di razionalizzazione e semplificazione delle attività di distribuzione gas svolte nell'ambito territoriale di Grosseto, Centria S.p.a., con efficacia dal 31 dicembre 2020, ha conferito in Gergas S.p.A. il ramo d'azienda relativo alla distribuzione di gas naturale nei Comuni di Arcidosso, Castel Del Piano, Cinigiano, Monte Argentario, Seggiano e Follonica. L'operazione consente la concentrazione in Gergas S.p.A. della proprietà e gestione della totalità dei beni afferenti la distribuzione di gas naturale nei Comuni rientranti nella Provincia di Grosseto in un'ottica di riduzioni di costi e maggiore efficienza gestionale.

Il conferimento ha determinato un aumento del capitale sociale di Gergas S.p.A. da Euro 1.381.500 ad Euro 1.910.500 mediante emissione di n. 529.000 nuove azioni ordinarie del valore nominale di euro 1,00 cadauna, oltre un sovrapprezzo complessivo di euro 11.459.000, sottoscritto da Centria S.r.l..

Per quanto riguarda gli impatti contabili dell'operazione, essa si configura come una equity transaction di acquisto parziale di una interessenza addizionale che ha determinato un risultato di Euro 1.102 migliaia scaturente dalla differenza tra il fair value del corrispettivo pagato (ramo d'azienda conferito) e l'ammontare delle quote di pertinenza dei terzi ridotte dall'operazione, rilevato a patrimonio netto come previsto dall'IFRS 10.B96.

Di seguito si riporta un riepilogo del corrispettivo pagato, del valore contabile delle attività nette acquisite e degli effetti rilevati a patrimonio netto:

Società	% Acquisita	Valore contabile dell'interessenza acquisita	Corrispettivo pagato	Utile/(perdite) a nuovo	Riserva di attualizzazione IAS 19
Gergas	5,47%	869	1.751	(881)	(1)

7.2 Riesposizione Acquisizioni dell'esercizio 2019

Acquisizione di Murgia S.r.l.

In data 01 aprile 2019, il Gruppo ha acquisito il 100% delle quote sociali di Murgia Reti Gas S.r.l., società neocostituita da Zi Rete Gas cui è stato conferito il ramo d'azienda dell'ATEM Bari 1 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 2 relativo alle concessioni per il servizio di distribuzione nei Comuni di Chieuti, Lesina, San Severo, Serracapriola e Torremaggiore.

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

Ai fini del consolidamento è stata assunta la situazione contabile alla data del 01 aprile 2019, data di acquisizione delle quote societarie.

Le attività nette rilevate nel bilancio al 31 dicembre 2019 erano basate su valutazioni provvisorie del loro fair value, come previsto dall'IFRS 3 B67, in quanto il Gruppo aveva richiesto una valutazione indipendente su reti, allacciamenti ed altri impianti di proprietà della Murgia S.r.l. funzionali allo svolgimento del servizio di distribuzione del gas naturale. Questa valutazione non era ancora stata completata alla data di approvazione del bilancio 2019.

La valutazione è stata completata nel corso dell'esercizio 2020 ed ha evidenziato un maggior valore industriale (VIR) delle dotazioni patrimoniali afferenti la distribuzione di gas naturale, rispetto a quello provvisoriamente stimato di Euro 6.378 migliaia.

L'informativa comparativa del 2019 è stata riesposta per riflettere l'aggiustamento rispetto al valore provvisorio, determinando:

- un incremento di Euro 1.857 migliaia dei beni in concessione contabilizzati al *fair value* secondo il "metodo dell'attività immateriale" previsto dall'IFRIC 12 sulla base: *i)* della stima aggiornata del valore industriale (VIR) degli impianti (Euro 51.335 migliaia rispetto al valore provvisorio di Euro 44.957 migliaia) e *ii)* per l'eccedenza rispetto al prezzo pagato, del valore attuale dei flussi di cassa generati dalla concessione nel periodo di gestione antecedente l'indizione e svolgimento delle gare (Euro 4.754 migliaia rispetto al valore provvisorio di Euro 9.275 migliaia);
- un incremento di Euro 1.857 delle passività per imposte differite iscritte sulla differenza temporanea tra valore industriale e valore fiscale dei cespiti.

La tabella seguente evidenzia il fair value delle attività e passività identificabili alla data dell'acquisizione:

Stato patrimoniale	Fair value (Riesposto)	Fair value
ATTIVITA' NON CORRENTI		
Attività materiali	437	437
Attività immateriali IFRIC 12	55.448	53.591
Attività per imposte anticipate	641	641
	56.526	54.669
ATTIVITA' CORRENTI		
Crediti tributari	1	1
Altre attività correnti	623	623
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	10	10
	634	634
TOTALE ATTIVITA'	57.160	55.302
PASSIVITA' NON CORRENTI		
Fondi per rischi ed oneri		
Quota non corrente di finanziamenti a M/L termine	440	440
Trattamento di fine rapporto	833	833
Altre passività non correnti	46	46
Passività per imposte differite	7.150	5.293
Passività contrattuali (contributi allacciamenti)	4.762	4.762
	13.232	11.374
PASSIVITA' CORRENTI		
Altre passività correnti	1.843	1.843
	1.843	1.843
TOTALE PASSIVITA'	15.075	13.218
TOTALE ATTIVITA' NETTE IDENTIFICABILI	42.085	42.085
Corrispettivo dell'acquisizione	42.085	42.085

La rideterminazione della PPA al 01 aprile 2019 ha portato ad una conseguente riduzione degli ammortamenti dell'esercizio 2019 dei beni in concessione di Euro 577 migliaia, al lordo del relativo effetto fiscale.

Dalla data di acquisizione, Murgia Reti Gas ha contribuito, al netto delle elisioni infragrupo, ai ricavi dell'esercizio 2019 del Gruppo per Euro 5.322 migliaia, al margine operativo lordo per Euro 3.177 migliaia ed al risultato operativo per Euro 187 migliaia.

Acquisizione di Ecolat S.r.l.

In data 26 febbraio 2019 Estra ha completato l'acquisizione della società Ecolat S.r.l., già partecipata al 31 dicembre 2018 al 12% a seguito di sottoscrizione di un aumento di capitale per Euro 124 migliaia.

L'acquisizione del controllo integrale è avvenuta mediante cessione da parte di ETH S.r.l. della partecipazione rappresentativa del restante 88% del capitale sociale 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., gestore di un impianto di selezione meccanica degli imballaggi in materiali misti provenienti dalle raccolte differenziate degli Ambiti Ottimali Toscana Sud, Centro e Costa e gestore di una piattaforma di stoccaggio di rifiuti recuperabili urbani, assimilati e speciali e di selezione di rifiuti ingombranti, gestendo inoltre l'attività di intermediazione rifiuti. La società gestisce inoltre un centro di raccolta convenzionato con il comune di Grosseto per consentire ai privati cittadini il conferimento diretto dei rifiuti recuperabili.

La società occupa un edificio che ospita gli uffici e gli spogliatoi per il personale dipendente, un capannone che ospita l'impianto di selezione meccanica degli imballaggi in materiali misti ed un capannone adibito a rimessaggio.

La società detiene inoltre altri beni minori in forza di leasing finanziari, contabilizzati ai sensi dell'IFRS 16 ed iscritti nell'attivo patrimoniale con rilevazione della passività finanziaria per i pagamenti residui fino a scadenza dei relativi contratti.

Ai fini del consolidamento, è stata assunta la situazione contabile disponibile più ravvicinata alla data di acquisizione, 01 gennaio 2019.

Sulla base delle maggiori informazioni apprese sull'operatività della società rispetto alla data di acquisizione, per una migliore rappresentazione in bilancio, si è ritenuto opportuno rideterminare il *fair value* delle attività nette rilevate in sede di PPA e, in particolare:

- confermare i *fair value* dell'edificio e del capannone, determinati come importi ottenibili dalla vendita sulla base di valutazioni peritali, in Euro 2.219 migliaia;
- ridurre il *fair value* dell'impianto di selezione, determinato come valore d'uso attualizzando i flussi finanziari futuri che si suppone deriveranno dal suo uso continuativo, da Euro 5.358 migliaia ad Euro 2.970 migliaia;
- confermare il valore della partecipazione in Sei Toscana S.r.l., mantenuta al costo (Euro 5.008 migliaia), ritenendo che questo approssimi il suo *fair value*;
- ridurre da Euro 1.640 migliaia ad Euro 952 migliaia le passività per imposte differite iscritte sulla differenza temporanea tra il *fair value* delle attività materiali ed il loro valore fiscale;
- rilevare un avviamento residuale di Euro 1.700 migliaia, espressione della capacità della società di produrre redditi futuri dalle attività di business non correlate all'impianto di selezione e, in particolare, dal trattamento della carta, degli ingombranti e di altri rifiuti da privati.

La tabella seguente evidenzia il *fair value* delle attività e passività identificabili alla data dell'acquisizione:

Stato patrimoniale	Fair value (Riesposto)	Fair value
ATTIVITA' NON CORRENTI		
Attività materiali	6.572	8.960
Partecipazioni	5.007	5.007
Altre attività finanziarie non correnti	2.900	2.900
Attività per imposte anticipate	36	36
	14.514	16.903
ATTIVITA' CORRENTI		
Crediti commerciali	1.640	1.640
Attività finanziarie correnti	93	93
Altre attività correnti	108	108
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	951	951
	2.792	2.792
TOTALE ATTIVITA'	17.307	19.695
PASSIVITA' NON CORRENTI		
Fondi per rischi ed oneri	40	40
Quota non corrente di finanziamenti a M/L termine	1.272	1.272
Trattamento di fine rapporto	176	176
Passività per imposte differite	952	1.640
	2.440	3.128
PASSIVITA' CORRENTI		
Quota corrente di finanziamenti a M/L termine	391	391
Debiti commerciali	9.671	9.671
	10.062	10.062
TOTALE PASSIVITA'	12.501	13.190
TOTALE ATTIVITA' NETTE IDENTIFICABILI	4.805	6.505
Avviamento derivante dall'acquisizione	1.700	
Corrispettivo dell'acquisizione	6.505	6.505

Dalla data di acquisizione, Ecolat ha contribuito, al netto delle elisioni infragruppo, ai ricavi dell'esercizio per Euro 4.422 migliaia, al margine operativo lordo per Euro 902 migliaia ed Euro 317 migliaia al risultato operativo.

Riesposizione informativa comparativa 2019

Di seguito si riportano gli schemi di Bilancio 2019 a seguito della riesposizione delle acquisizioni dell'esercizio 2019 appena descritte.

Prospetto della situazione patrimoniale-finanziaria consolidata (valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2019	Allocazione definitiva Murgia	Allocazione definitiva Ecolat	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2019 <i>Riesposto</i>
Attività materiali	109.570	-	(2.243)	107.327
Avviamento	29.436	-	1.700	31.136
Attività immateriali	447.805	2.434	-	450.239
Partecipazioni	27.250	-	-	27.250
Altre attività finanziarie non correnti	11.539	-	-	11.539
Altre attività non correnti	5.286	-	-	5.286
Attività per imposte anticipate	30.718	-	-	30.718
ATTIVITA' NON CORRENTI	661.604	2.434	(544)	663.494
Rimanenze	24.768	-	-	24.768
Crediti commerciali	281.434	-	-	281.434
Crediti tributari	12.400	-	-	12.400
Altre attività correnti	33.419	-	-	33.419
Altre attività finanziarie correnti	34.797	-	-	34.797
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	195.748	-	-	195.748
ATTIVITA' CORRENTI	582.566	-	-	582.566
TOTALE ATTIVITA'	1.244.170	2.434	(544)	1.246.060

Prospetto della situazione patrimoniale-finanziaria consolidata	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2019	Allocazione definitiva	Allocazione definitiva	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2019 <i>Riesposto</i>
Capitale sociale	228.334	-	-	228.334
Riserve	51.094	-	-	51.094
Utile (Perdita) di esercizio per il gruppo	16.629	656	103	17.388
Totale Patrimonio Netto di gruppo	296.057	656	103	296.816
Capitale e riserve di pertinenza di terzi	25.665	-	-	25.665
Utile (Perdita) di pertinenza di terzi	72	-	-	72
Totale Patrimonio Netto di pertinenza di terzi	25.737	-	-	25.737
TOTALE PATRIMONIO NETTO	321.793	656	103	322.553
Fondi per rischi ed oneri	9.504	-	-	9.504
Trattamento di fine rapporto	8.281	-	-	8.281
Quota non corrente di finanziamenti a M/L termine	377.863	-	-	377.863
Passività per imposte differite	44.949	1.779	(647)	46.081
Altre passività non correnti	4.320	-	-	4.320
Passività contrattuali	21.123	-	-	21.123
PASSIVITA' NON CORRENTI	466.040	1.779	(647)	467.172
Quota corrente mesi di finanziamenti a M/L termine	88.271	-	-	88.271
Debiti finanziari a breve termine	31.601	-	-	31.601
Debiti commerciali	215.299	-	-	215.299
Passività contrattuali	656	-	-	656
Debiti tributari	18.726	-	-	18.726
Altre passività correnti	64.800	-	-	64.800
Altre passività finanziarie correnti	36.983	-	-	36.983
PASSIVITA' CORRENTI	456.336	-	-	456.336
TOTALE PASSIVITA' e Patrimonio Netto	1.244.170	2.434	(544)	1.246.060

Prospetto consolidato di conto economico (valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2019	Allocazione definitiva Murgia	Allocazione definitiva Ecolat	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2019 Riesposto
Ricavi da cessione di beni e servizi	967.943	-	-	967.943
Altri ricavi operativi	28.979	-	-	28.979
Consumi di materie prime, sussidiarie e merci	(592.046)	-	-	(592.046)
Costi per servizi	(255.970)	-	-	(255.970)
Costi del personale	(39.348)	-	-	(39.348)
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(59.437)	577	145	(58.715)
Altri costi operativi	(16.579)	-	-	(16.579)
Proventi/(oneri) da gestione rischio commodity	3.582	-	-	3.582
Quota dei proventi/(oneri) da valutazione delle partecipazioni di natura non finanziaria con il metodo del PN	679	-	-	679
Risultato operativo	37.803	577	145	38.525
Proventi finanziari	2.733	-	-	2.733
Oneri finanziari	(13.231)	-	-	(13.231)
Utili e perdite su cambi	(1)	-	-	(1)
Quota dei proventi/(oneri) da valutazione delle partecipazioni di natura finanziaria con il metodo del PN	(53)	-	-	(53)
Utile ante imposte	27.251	577	145	27.973
Imposte sul reddito dell'esercizio	(10.342)	79	(42)	(10.305)
Risultato netto derivante dalle attività in funzionamento	16.909	656	103	17.668
Risultato netto attività cessate / in dismissione	(208)	-	-	(208)
Utile netto	16.701	656	103	17.460
Risultato di pertinenza di terzi	72	-	-	72
Risultato del Gruppo	16.629	656	103	17.388

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.

Quota delle interessenze partecipative detenuta dagli azionisti di minoranza:

Denominazione (Società controllate consolidate integralmente)	Sede legale	Valuta	Attività principale	% di Terzi 2020	% di Terzi 2019
Prometeo S.p.A.	Osimo (AN)	Euro	Vendita gas ed energia elettrica	43,47%	43,47%

Conto Economico (in migliaia di Euro)	Prometeo 2020	Prometeo 2019
Ricavi operativi		
Ricavi da contratti con clienti	108.275	123.674
Altri ricavi operativi	814	2.492
	109.089	126.166
Costi operativi		
Consumi di materie prime, sussidiarie e merci	(51.666)	(69.111)
Costi per servizi	(47.591)	(45.622)
Costi del personale	(1.992)	(1.906)
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(6.501)	(6.790)
Altri costi operativi	(11)	(187)
	(107.761)	(123.618)
RISULTATO OPERATIVO	1.328	2.548
Proventi finanziari	199	267
Oneri finanziari	(169)	(288)
GESTIONE FINANZIARIA	30	(21)
UTILE ANTE IMPOSTE	1.358	2.527
Imposte sul reddito dell'esercizio	449	944
RISULTATO NETTO DELL'ESERCIZIO	909	1.583

Stato patrimoniale (in migliaia di Euro)	Prometeo 2020	Prometeo 2019
ATTIVITA' NON CORRENTI		
Attività materiali	598	642
Avviamento	5.898	6.604
Attività immateriali	3.904	3.347
Partecipazioni	1.071	1.071
Altre attività non correnti	41	40
Attività per imposte anticipate	3.928	4.234
	15.440	15.938
ATTIVITA' CORRENTI		
Crediti commerciali	40.165	47.460
Crediti tributari	4.422	3.950
Altre attività correnti	1.356	2.437
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	4.785	6.647
	50.728	60.494
TOTALE ATTIVITA'	66.168	76.432
TOTALE PATRIMONIO NETTO	17.468	16.578
PASSIVITA' NON CORRENTI		
Fondi per rischi ed oneri	255	198
Trattamento di fine rapporto	469	429
Quota non corrente di finanziamenti a M/L termine	1.254	1.630
	1.978	2.257
PASSIVITA' CORRENTI		
Quota corrente di finanziamenti a M/L termine	182	186
Debiti finanziari a breve termine	10.031	47
Debiti commerciali	29.873	50.017
Debiti tributari	1.548	414
Altre passività correnti	5.088	6.933
	46.722	57.597
TOTALE PASSIVITA' e PN	66.168	76.432

7.4 Partecipazioni in joint venture

Al 31 dicembre 2020 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 2020 ad Euro 10.124 migliaia (Euro 9.971 migliaia al 31 dicembre 2019) è contabilizzata con il metodo del patrimonio netto.

La tabella seguente evidenzia le principali grandezze economiche e patrimoniali:

Stato patrimoniale	31/12/2020	31/12/2019
Beni in concessione	29.738	28.565
Disponibilità liquide	2.311	5.776
Equity	22.741	22.682
Indebitamento bancario	7.516	8.297
Conto economico	31/12/2020	31/12/2019
Ricavi operativi	25.831	30.637
Costi operativi	21.847	26.233
Ammortamenti e accantonamenti	2.218	2.597
Risultato operativo	1.766	1.807
Utile netto dell'esercizio	1.211	1.212

8. Commento alle principali voci di conto economico

8.1 Ricavi

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2020 e al 31 dicembre 2019 i ricavi ammontano rispettivamente a Euro 762.350 migliaia e Euro 996.922 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	
	2020	2019
Ricavi da cessione di beni e servizi	748.414	967.943
Altri ricavi operativi	13.936	28.979
Totale ricavi	762.350	996.922

8.1.1 Ricavi da cessione di beni e servizi

Di seguito si evidenzia la suddivisione per flussi dei ricavi da cessione di beni e servizi del Gruppo per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2020 comparati con l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2019:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2020	2019
Ricavi della distribuzione del gas metano	39.162	37.739
Perequazione distribuzione gas metano	(7.511)	(10.676)
Ricavi della vendita e distribuzione di gas naturale GPL	2.715	3.091
Ricavi della vendita di gas metano	517.493	736.982
Ricavi della vendita di energia elettrica	144.048	146.177
Ricavi dell'attività delle telecomunicazioni	5.188	4.853
Ricavi da selezione e conferimento rifiuti	4.073	4.487
Ricavi delle altre attività del gruppo	18.051	19.732
Incrementi immobilizzazioni per lavori interni	21.031	21.176
Quota di competenza dei contributi percepiti	2.394	2.119
Ricavi per servizi post contatore e prestazioni accessorie	1.770	2.262
Ricavi da cessione di beni e servizi	748.414	967.943

Le principali variazioni sono relative ai ricavi della vendita di gas metano, che registrano un decremento di Euro 219.490 migliaia principalmente per effetto del calo del prezzo della materia prima, dei minori volumi venduti e della minore attività di bilanciamento gas.

La voce "Ricavi delle altre attività del gruppo" è riferita principalmente a:

- i ricavi della Capogruppo per contratti di servizio in essere con i Soci, società collegate e società sottoposte a controllo congiunto (Euro 3.069 migliaia);
- i ricavi da gestione calore e manutenzione tipici della controllata Estra Clima S.r.l. (Euro 8.184 migliaia);
- i ricavi per produzione di energia elettrica dagli impianti fotovoltaici ubicati a Cavriglia (AR) per Euro 4.461 migliaia;

La voce "Incrementi per lavori interni" è principalmente riferita ai costi interni relativi alle attività svolte sulle reti di distribuzione in concessione.

I ricavi per la vendita di gas metano e di energia elettrica includono in entrambi gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2020 e 2019 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. 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.

Di seguito si elenca il dettaglio dei ricavi da contratti con clienti del Gruppo per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2020 raggruppati per settore operativo:

Esercizio chiuso al 31 dicembre 2020 (valori in migliaia di euro)	Settori operativi			
	Totale	Mercato regolato	Vendita gas e luce	Corporate e Altre
Ricavi della distribuzione del gas metano	39.162	39.162		
Perequazione distribuzione gas metano	(7.511)	(7.511)		
Ricavi della vendita e distribuzione di gas naturale GPL	2.715	2.715		
Ricavi della vendita di gas metano	517.493		517.493	
Ricavi della vendita di energia elettrica	144.048		144.048	
Ricavi dell'attività delle telecomunicazioni	5.188			5.188
Ricavi da selezione e conferimento rifiuti	4.073			4.073
Ricavi delle altre attività del gruppo	18.051	1.563		16.488
Incrementi immobilizzazioni per lavori interni	21.031	21.031		
Quota di competenza dei contributi percepiti	2.394	810		1.584
Ricavi per servizi post contatore e prestazioni accessorie	1.770		1.770	
Ricavi da cessione di beni e servizi	748.414	57.770	663.311	27.333
Rettifiche e Elisioni	59.521	37.279	2.353	19.889
Totale ricavi al lordo di rettifiche ed elisioni tra settori operativi	807.935	95.049	665.664	47.222

Il Gruppo dalla fine dell'esercizio 2019 opera solo sul territorio italiano, a seguito della cessione della partecipata 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 allacciamento, 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 per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2020 comparati con l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2019:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2020	2019
Titoli Efficienza Energetica	7.080	9.683
Rilascio fondo rischi	131	18
Ricavi per Delibera Arera 32/2019/R/Gas	-	7.312
Ricavi diversi di esercizio	6.718	11.939
Plusvalenze gestione extra-caratteristica	7	27
Altri ricavi operativi	13.936	28.979

La voce "Titoli Efficienza energetica" contiene la valorizzazione dei titoli di efficienza energetica (TEE) di competenza dell'esercizio 2020 quale contributo tariffario previsto dalle delibere dell'ARERA, in diminuzione rispetto all'esercizio precedente, per effetto dei minori titoli acquistati.

La voce è relativa al contributo relativo ai TEE acquistati dal 1° gennaio al 31 dicembre, al netto di quelli venduti (quindi per n. 22.042 TEE). Con Delibera 550/2020/R/efr del 15 dicembre 2020 ARERA ha pubblicato il valore del contributo tariffario, pari a 250,00 €/TEE, e del corrispettivo addizionale, pari a 4,49 €/TEE, da riconoscere ai distributori nell'ambito del meccanismo dei titoli di efficienza energetica per l'anno d'obbligo 2019. Pertanto il contributo per i titoli acquistati fino al 30 novembre 2020 è stato di 250 €/TEE, come da Delibera, mentre per i titoli acquistati nel mese di Dicembre 2020 si è provveduto ad una stima, mantenendo comunque l'importo di 250 €/TEE (ovvero il tetto massimo individuato dall'Autorità con la Delibera 270/2020/R/efr del 14 luglio 2020) in quanto il costo medio è stato più alto. E' presente, inoltre, il contributo addizionale di totali € 164.702 e relativo ai TEE acquistati durante l'anno d'obbligo 2019 (n. 36.682 TEE, periodo dal 1° giugno 2019 al 30 novembre 2020), oltre ad € 1,4 milioni circa derivante dalla vendita di n. 5.327 TEE.

Si evidenzia che i titoli "virtuali", ovvero acquistati direttamente dal GME, non danno origine alla rilevazione di costi e ricavi, ma solo alla valorizzazione (tra i costi) dell'importo trattenuto dal GME al momento dell'erogazione del contributo per l'anno d'obbligo 2019.

La voce "Ricavi per Delibera Arera 32/2019/R/Gas" presente nel valore 2019 di confronto è relativa al riconoscimento degli importi correlati alla rideterminazione del coefficiente k per gli anni 2010-2012 così come previsto dalla Delibera Arera 32/2019/R/Gas, che ha determinato un provento di Euro 7.312 migliaia.

La voce "Ricavi diversi di esercizio" si riferisce principalmente a: i) riaddebiti di costi sostenuti dalla Capogruppo per conto di società collegate e a controllo congiunto e ii) ricavi accessori afferenti alla distribuzione gas quali indennizzi alla società di vendita, ricavi per accertamenti documentali, rimborso oneri di default, lavori addebitati a soggetti terzi, prestazioni accessorie fatturate con il vettoriamento e incentivi sicurezza.

Con riferimento agli incentivi sicurezza, pari ad Euro 2.029 migliaia nel 2020 ed Euro 3.425 nel 2019, si evidenzia che i ricavi sono iscritti nell'anno di sostenimento degli interventi incentivati seppure vengano definitivamente riconosciuti dall'Autorità con apposita delibera successiva alla chiusura dell'esercizio. Negli esercizi 2020 e 2019 il Gruppo ha acquisito maggior precisione e tempestività nel processo di stima oltre che superato alcune incertezze interpretative sul riconoscimento di taluni importi, consentendo una quantificazione puntuale anche degli incentivi non ancora deliberati. La capacità di stima è corroborata dai successivi riconoscimenti di Arera che si discostano in misura non significativa dagli importi previsti e stanziati. In particolare si evidenzia che:

- Nel bilancio 2019 si è proceduto all'iscrizione di ricavi per incentivi sicurezza spettanti per interventi eseguiti nell'esercizio 2017 (Euro 1.145 migliaia) già deliberati dall'Autorità e per interventi eseguiti negli esercizi 2018 (Euro 1.180 migliaia) e 2019 (Euro 1.100 migliaia) pur in assenza di apposita delibera.
- Nel bilancio 2020 si è proceduto all'iscrizione di ricavi per incentivi sicurezza spettanti per interventi eseguiti nell'esercizio 2020 (Euro 1.522 migliaia) già deliberati dall'Autorità e per interventi eseguiti negli esercizi 2018 e 2019 (Euro 507 migliaia) pur in assenza di apposita delibera.

Il saldo 2019 della voce "Ricavi diversi di esercizio" includeva, inoltre, i ricavi per revisione prezzo della cessione di Andali pari ad Euro 1.547 migliaia.

8.2 Costi operativi

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2020 e al 31 dicembre 2019 i costi operativi ammontano rispettivamente a Euro 720.035 ed Euro 962.658:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2020	2019
Materie prime, sussidiarie e merci	357.543	592.046
Costi per servizi	242.134	255.970
Costi per il personale	39.230	39.348
Ammortamenti, accantonamenti, svalutazioni	61.248	58.715
Altri costi operativi	19.880	16.579
Costi operativi	720.035	962.658

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 357.543 migliaia per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2020 ed Euro 592.046 migliaia per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2019.

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2020	2019
Acquisti materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	351.705	608.028
Variazione rimanenze	6.193	(15.638)
	357.898	592.391
<i>a dedurre:</i>		
-incrementi per lavori interni	(355)	(345)
Materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	357.543	592.046

La componente più significativa della voce è rappresentata dai costi di acquisto, trasporto e stoccaggio gas per Euro 297.503 migliaia (Euro 542.977 migliaia nel 2019) e costi di acquisto di energia elettrica per Euro 41.972 migliaia (Euro 51.560 migliaia nel 2019).

La variazione delle rimanenze è legata al significativo decremento del gas naturale in stoccaggio a fine esercizio 2020 rispetto all'esercizio precedente.

I costi per acquisto gas comprendono anche i costi per acquisto derivanti da un contratto long-term di consegna al Tarvisio tra Sinergie Italiane S.r.l. e Gazprom Export LLC, con rivendita dello stesso alla società di vendita Estra Energie S.r.l..

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 2020 sono diminuiti rispetto all'esercizio 2019 in correlazione all'andamento dei ricavi.

8.2.2 Costi per servizi

Di seguito si elenca il dettaglio dei costi per servizi del Gruppo per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2020 comparati con l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2019:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2020	2019
Prestazioni professionali	5.804	7.801
Costi per riqualificazione impianti di terzi e per appalti e manutenzioni	17.262	17.351
Costi per trasporto e smaltimento rifiuti	984	1.284
Assicurazioni	1.507	1.318
Prestazioni e consulenze tecniche fiscali amministrative e notarili	7.383	6.881
Costi relativi alla gestione clientela e per stampa e recapito bollette	4.433	4.773
Servizi telecomunicazioni	2.478	2.440
Costi distribuzione gas utenti	103.064	111.160
Costi di trasporto e dispacciamento energia elettrica	77.505	76.726
Costi di pubblicità e sponsorizzazione dei prodotti del gruppo	2.303	2.602
Canoni di concessione gas	8.768	9.091
Locazioni e canoni diversi	1.165	1.184
Altri costi per servizi	12.582	15.474
<i>a dedurre:</i>		
-incrementi per lavori interni	(3.104)	(2.115)
Costi per servizi	242.134	255.970

La principale variazione dei costi per servizi è relativa, prevalentemente, ai costi per distribuzione gas utenti, in diminuzione nell'esercizio 2020 rispetto all'esercizio precedente per effetto della diminuzione dei volumi di gas venduti.

La diminuzione dei costi per prestazioni professionali, consulenze e spese di pubblicità e sponsorizzazione è principalmente relativa al contenimento delle attività nella prima parte dell'esercizio a seguito del lockdown.

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 2.838 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 2.619 migliaia nel 2019);
- Euro 513 migliaia ai Comuni affidatari del servizio a Gergas S.p.A. (Grosseto) (Euro 544 migliaia nel 2019);
- Euro 3.803 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 5.393 migliaia nel 2019);
- Euro 656 migliaia ai Comuni affidatari del servizio a Murgia Reti Gas S.r.l nella Provincia di Bari e Foggia (Euro 472 migliaia nel 2019).

Sempre in questa voce sono rilevati minori costi operativi per rideterminazione dei canoni di concessione di distribuzione di gas naturale di esercizi precedenti con Comuni concedenti (Euro 636 migliaia). Si rinvia al riguardo al paragrafo "Contenziosi con alcuni Comuni concedenti nella fase di gestione ope legis del servizio di distribuzione di gas naturale".

La voce locazioni e canoni diversi è principalmente relativa ai costi per l'affitto di beni per i quali il Gruppo si è avvalso delle esenzioni concesse dall'IFRS 16 e, quindi non ha proceduto alla rilevazione della passività finanziaria e del relativo diritto d'uso. I canoni di locazione sono quindi rilevati a conto economico su base lineare per la durata dei rispettivi contratti.

8.2.3 Costi per il personale

Di seguito si elenca il dettaglio dei costi per il personale del Gruppo per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2020 comparati con l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2019:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2020	2019
Salari e stipendi	28.318	28.397
Oneri sociali	9.388	9.307
Trattamento di fine rapporto	1.778	1.658
Altri Costi	101	124
Personale distaccato da terzi	71	78
a dedurre:		
-incrementi per lavori interni	(426)	(216)
Costi per il personale	39.230	39.348

8.2.4 Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni

Di seguito si elenca il dettaglio degli ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni del Gruppo per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2020 comparati con l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2019:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2020	2019
Ammortamenti attività immateriali	35.979	32.546
Ammortamenti attività materiali	12.045	11.877
Svalutazione attività immateriali	-	2.202
Svalutazione attività materiali	-	346
Svalutazione crediti commerciali	13.027	11.682
Altri accantonamenti	197	62
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	61.248	58.715

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 riferimento alle svalutazioni di attività materiali ed immateriali si rinvia alle note “Impairment test ai sensi dello IAS 36” e “Attività immateriali”.

8.2.5 Altri costi operativi

Di seguito si elenca il dettaglio degli altri costi operativi del Gruppo per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2020 comparati con l'esercizio chiusi al 31 dicembre 2019:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2020	2019
Altri oneri diversi di gestione	3.544	3.063
Accordo Transattivo con Comune di Prato	6.000	
Imposte e tasse indirette diverse	1.295	1.213
Acquisto titoli efficienza energetica	7.019	9.708
Quote associative	698	655
Minusvalenze da alienazioni	1.324	1.940
Altri costi operativi	19.880	16.579

La voce “Acquisto titoli efficienza energetica” riguarda i costi sostenuti per l'ottenimento dei certificati per il risparmio energetico per adempiere all'obbligo imposto per il 2020. In riferimento alla diminuzione della voce, si rinvia ai commenti sui ricavi da titoli efficienza energetica.

Le minusvalenze da alienazioni sono originate principalmente da: *i)* l'attività di sostituzione di misuratori tradizionali secondo gli obblighi imposti dall'ARERA e *ii)* dall'attività di sostituzione di misuratori elettronici non funzionanti.

In riferimento alle dismissioni di cui al punto *i)*, pari ad Euro 501 migliaia, si evidenzia che continuerà ad essere riconosciuta nelle tariffe di vettoriamento la componente di QA nel VRT a ristoro delle società di distribuzione per alcuni tipologia di calibri pari ad Euro 346 migliaia, iscritta negli altri ricavi.

8.3 Proventi e oneri da gestione rischio commodity

La voce si riferisce, oltre che al risultato dell'attività di trading di gas naturale, anche alla variazione di fair value dei derivati finanziari (commodity swap) utilizzati con finalità di ottimizzazione del portafoglio industriale e non contabilizzati in *cash flow hedge*. In riferimento a quest'ultimi si rinvia a quanto sopra riportato nel paragrafo IFRS 9 Strumenti finanziari – Implementazione Hedge Accounting.

La tabella seguente evidenzia la composizione della voce:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2020	2019
Margine dell'attività di trading gas	398	(263)
Variazione di fair value dei commodity swap utilizzati nell'attività di commercializzazione energia elettrica	106	(43)
Variazione di fair value dei commodity swap utilizzati nell'attività di commercializzazione gas	(1.709)	3.889
Totale oneri da gestione rischio commodity	(1.205)	3.582

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 2020 e al 31 dicembre 2019 i proventi da valutazione delle partecipazioni di natura non finanziaria con il metodo del patrimonio netto ammontano rispettivamente a Euro 671 migliaia ed Euro 679.

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 2020 e al 31 dicembre 2019 i proventi finanziari ammontano rispettivamente a Euro 3.482 migliaia ed Euro 2.733 migliaia. Il dettaglio è il seguente:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2020	2019
Proventi verso società collegate	233	185
Proventi diversi verso altri	3.066	2.371
Rivalutazione derivati IRS	183	177
Proventi finanziari	3.482	2.733

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 1.533 migliaia (Euro 596 migliaia al 31 dicembre 2019) ed agli interessi attivi per ritardato pagamento addebitati ai clienti per Euro 1.154 migliaia (Euro 1.611 migliaia al 31 dicembre 2019).

8.6 Oneri finanziari

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2020 e al 31 dicembre 2019 gli oneri finanziari ammontano rispettivamente a Euro 11.984 migliaia ed Euro 13.231 migliaia. Il dettaglio è il seguente:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2020	2019
Interessi passivi c/c bancari	31	218
Interessi passivi su mutui e gestione finanziaria	5.497	5.408
Interessi passivi su prestiti obbligazionari	5.420	6.479
Interessi passivi altri	334	352
Interessi di mora	29	13
Interest cost TFR	60	62
Interessi passivi su finanziamento Soci	284	323
Interessi passivi leasing IFRS 16	329	376
Oneri finanziari	11.984	13.231

La diminuzione della voce è legata al minore indebitamento medio dell'esercizio 2020 rispetto al 2019, oltre che al miglioramento dei tassi di mercato.

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 2020 e al 31 dicembre 2019 la valutazione delle partecipazioni di natura finanziaria con il metodo del patrimonio netto ha determinato oneri per Euro 1.166 migliaia nell'esercizio 2020 e oneri per Euro 53 migliaia nell'esercizio 2019.

La voce si riferisce alla valutazione delle società collegate o sottoposte a controllo congiunto, aventi natura finanziaria, per cui si rinvia ai commenti alla corrispondente voce dell'attivo dello stato patrimoniale.

8.8 Imposte sul reddito dell'esercizio

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2020 e al 31 dicembre 2019 le imposte sul reddito dell'esercizio ammontano rispettivamente a Euro 38.167 migliaia (componente positiva di reddito) ed Euro 10.305 migliaia (componente negativa di reddito):

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2020	2019
Imposte correnti	18.647	15.944
Imposte esercizi precedenti	(444)	100
Imposte correnti	18.203	16.044
Imposte anticipate	(36.464)	(1.885)
Imposte differite	(19.906)	(3.854)
Imposte dell'esercizio	(38.167)	10.305

In riferimento alle imposte correnti si evidenzia che 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..

Le imposte dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2020 sono influenzate da una componente positiva non ricorrente pari ad Euro 48.989 migliaia iscritta nelle voci imposte anticipate e differite, in riferimento alla quale si rinvia ai commenti alle corrispondenti voci dello stato patrimoniale.

8.9 Risultato netto delle attività cessate/in dismissione

La voce, presente solo nel dato 2019 di confronto per Euro 208 migliaia, fa riferimento alla società polacca Useneko, operante nell'attività di distribuzione gas in Polonia a seguito della sua designazione come attività non correnti destinate alla vendita.

Il processo di dismissione della partecipazione si è completato a fine esercizio 2019.

8.10 Operazioni significative non ricorrenti, atipiche e/o inusuali

Entrambi i conti economici degli esercizi 2020 e 2019 sono stati influenzati da componenti straordinarie illustrate in relazione sulla gestione a commento dell'andamento economico del Gruppo. Con riferimento agli elementi non ricorrenti di cui delibera Consob numero 15519 del 27 luglio 2006, si evidenzia che la determinazione delle imposte sul reddito dell'esercizio è significativamente influenzata dal recepimento gli effetti derivanti dall'adeguamento delle attività/(passività) per imposte anticipate/(differite) iscritte sulla differenza tra i valori delle attività nel consolidato ed i nuovi valori riconosciuti fiscalmente al 31 dicembre 2020 per effetto dell'opzione adottata dal Gruppo di avvalersi dell'applicazione della norma in materia di rivalutazione e riallineamento, di cui alla legge n. 126 del 13 ottobre 2020 recante "Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 14 agosto 2020, n. 104".

L'adeguamento ha portato ad un effetto positivo sulle imposte sul reddito per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2020 di complessivi Euro 48.989 migliaia come evidenziato a commento delle attività per imposte anticipate e passività per imposte differite dello stato patrimoniale.

9. Commento alle principali voci di conto economico complessivo

9.1 Variazione riserva di cash flow hedge

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2020 e al 31 dicembre 2019 la variazione riserva di cash flow hedge è positiva di Euro 6.846 migliaia e negativa per Euro 2.490 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 2020 la perdita attuariale ammonta ad Euro 134 migliaia, rispetto alla perdita attuariale di Euro 388 migliaia rilevata nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2019.

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.

10. Commento alle principali voci dello stato patrimoniale

10.1 ATTIVITÀ NON CORRENTI

10.1.1 Attività materiali

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2020 e al 31 dicembre 2019 le attività materiali ammontano rispettivamente a Euro 105.341 migliaia ed Euro 107.327 migliaia.

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2020	2019
Terreni e fabbricati	21.462	22.968
<i>di cui per diritto d'uso</i>	<i>11.300</i>	<i>13.181</i>
Impianti e macchinari	71.253	68.141
<i>di cui per diritto d'uso</i>	<i>141</i>	<i>192</i>
Attrezzature industriali e commerciali	1.310	1.580
<i>di cui per diritto d'uso</i>	<i>584</i>	<i>779</i>
Altri beni	7.011	7.298
<i>di cui per diritto d'uso</i>	<i>2.928</i>	<i>2.489</i>
Immobilizzazioni in corso e acconti	4.305	7.340
Attività materiali	105.341	107.327

Le attività materiali sono principalmente rappresentate dai seguenti beni di proprietà:

- un impianto di cogenerazione a biomasse legnose e la relativa rete di teleriscaldamento posto nel Comune di Calenzano per Euro 1.860 migliaia;
- impianti e macchinari afferenti alla realizzazione di strutture telematiche e di telecomunicazioni derivanti dall'attività svolta dalla società Estracom S.p.A. per Euro 20.019 migliaia;
- un impianto di trigenerazione localizzato nel Comune di Sesto Fiorentino di proprietà della controllata Estra Clima S.r.l. per Euro 708 migliaia;
- impianti fotovoltaici per Euro 42.118 migliaia;
- un immobile destinato ad ufficio ad Ancona ed un complesso immobiliare adibito ad uffici e magazzino posto nel Comune di Pettoranello del Molise in provincia di Isernia per Euro 2.723 migliaia;
- un impianto di selezione rifiuti urbani, con annessi locali, acquisito nel corso dell'esercizio 2019 con il consolidamento di Ecolat S.r.l. per Euro 2.610 migliaia.

In riferimento agli impianti fotovoltaici, si evidenzia che il Gruppo gestisce due impianti fotovoltaici ubicati a Cavriglia (AR) in forza di un rapporto concessorio stipulato con il Comune di Cavriglia, contabilizzato come una sale and leaseback transaction per Euro 29.895 migliaia. Ai sensi della concessione, 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.

Le attività materiali, includono, inoltre, beni detenuti in leasing o affitto contabilizzati in accordo all'IFRS 16, tra cui in particolare:

- nella voce Terreni e Fabbricati, gli immobili occupati dal Gruppo ed in affitto dai Soci per le sedi aziendali di Prato, Siena ed Arezzo. I contratti con i Soci Intesa e Consiag hanno durata di tre anni a partire dal 01 gennaio 2019, rinnovabili tacitamente per ulteriori tre. Il contratto con il Socio Coingas ha durata di 6 anni a partire dal 01 gennaio 2020. I corrispettivi complessivi riconosciuti ai soci per l'esercizio 2020 ammontano ad Euro 2.094 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. Ai fini della contabilizzazione ai sensi dell'IFRS 16 è stata presa a riferimento la durata contrattuale dopo il primo rinnovo, ovvero 31 dicembre 2024, ritenendo non ragionevolmente certo che il Gruppo prosegua la locazione degli immobili oltre tale data alle attuali condizioni contrattuali;

- nella voce Altri Beni, principalmente riferita agli automezzi e apparecchiature IT funzionali agli ambiti di attività del Gruppo.

Nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2020 la voce ha registrato la seguente movimentazione:

<i>in migliaia di Euro</i>	Terreni e Impianti e fabbricati		Attrezzature industriali e comm.li	Altri beni	Immobilizzazioni in corso e acconti	Totale
Costo o valutazione						
Al 1 gennaio 2020	28.930	109.448	4.264	22.879	7.340	172.861
Incrementi	1.800	2.671	144	2.576	3.066	10.257
<i>di cui per diritto d'uso</i>	1.092			1.677		2.769
Cessioni/Eliminazioni	(686)		(104)	(899)		(1.689)
<i>di cui per diritto d'uso</i>	(686)			(694)		(1.380)
Riclassifica		6.087		14	(6.101)	-
Al 31 Dicembre 2020	30.044	118.206	4.304	24.570	4.305	181.429
Ammortamenti						
Al 1 gennaio 2020	(5.962)	(41.307)	(2.684)	(15.581)	-	(65.534)
Ammortamento dell'esercizio	(3.253)	(5.646)	(331)	(2.815)		(12.045)
<i>di cui per diritto d'uso</i>	(2.921)	(51)	(195)	(1.188)		(4.355)
Cessioni/Eliminazioni	633		21	837		1.490
<i>di cui per diritto d'uso</i>	633			644		1.277
Riclassifica						-
Al 31 Dicembre 2020	(8.582)	(46.953)	(2.994)	(17.559)	-	(76.089)
Valore netto contabile						
Al 31 dicembre 2019	22.968	68.141	1.580	7.298	7.340	107.327
Al 31 dicembre 2020	21.462	71.253	1310	7.011	4.305	105.341

Nel corso dell'esercizio 2020 si evidenziano in particolare:

- investimenti dell'esercizio per Euro 10.257 migliaia principalmente riconducibili (i) alla categoria "Terreni e fabbricati", per complessivi Euro 1.800 migliaia tra cui si evidenzia in particolare l'acquisto di un edificio adiacente alla sede principale della società Ecolat per Euro 476 migliaia, e rinnovi contrattuali per affitto degli stores per Euro 698 migliaia (ii) alla categoria "Impianti e macchinari", per complessivi Euro 2.671 migliaia riferiti prevalentemente ad impianti e macchinari afferenti la realizzazione di strutture telematiche e di telecomunicazioni (iii) alla categoria "Altri beni", per complessivi Euro 2.576 migliaia relativi principalmente ad hardware e macchine di ufficio acquisiti in proprietà o in diritto d'uso ; (iv) alla categoria "Immobilizzazioni in corso e acconti", per complessivi Euro 3.065 migliaia relativi principalmente alla realizzazione dei cablaggi infrastrutturali delle aree industriali in FTTH;
- ammortamenti del periodo per Euro 12.045 migliaia;

Nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2019 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 2019	9.880	101.869	3.138	24.319	4.801	144.007
Effetto 1 gennaio 2019 IFRS 16	15.232			2.769		18.001
Incrementi	1.185	3.152	180	1.955	3.862	10.334
<i>di cui per diritto d'uso</i>	<i>471</i>			<i>900</i>		<i>1.371</i>
Cessioni/Eliminazioni	(75)	(267)	(28)	(6.194)		(6.564)
<i>di cui per diritto d'uso</i>	<i>(75)</i>			<i>(41)</i>		<i>(116)</i>
Riclassifica		1.302		21	(1.323)	
Acquisizioni aziendali	2.708	3.738	974	8		7.428
Svalutazioni		(346)				(346)
Al 31 Dicembre 2019	28.930	109.448	4.264	22.878	7.340	175.248
Ammortamenti						
Al 1 gennaio 2019	(2.712)	(35.639)	(2.380)	(18.499)		(59.229)
Ammortamento dell'esercizio	(3.217)	(5.352)	(330)	(2.978)		(11.877)
<i>di cui per diritto d'uso</i>	<i>(2.894)</i>	<i>(73)</i>	<i>(195)</i>	<i>(1.149)</i>		<i>(4.310)</i>
Cessioni/Eliminazioni	10	55	26	5.901		5.992
<i>di cui per diritto d'uso</i>	<i>10</i>			<i>10</i>		<i>20</i>
Riclassifica						
Acquisizioni aziendali	(43)	(372)		(4)		(420)
Al 31 Dicembre 2019	(5.962)	(41.307)	(2.684)	(15.580)		(65.533)
Valore netto contabile						
Al 31 dicembre 2018	7.169	66.231	758	5.820	4.801	84.778
Al 31 dicembre 2019	22.968	68.141	1.580	7.298	7.340	107.327

Nel corso dell'esercizio 2019 si evidenziano in particolare:

- effetti derivanti dalla prima applicazione dell'IFRS 16, come descritto nel paragrafo della nota "Variazioni ai principi contabili e informativa ed indicati distintamente nella tabella di sopra. Gli effetti riguardano: (i) la categoria "Terreni e fabbricati" principalmente per le sedi aziendali di Prato, Siena ed Arezzo occupate dal Gruppo in forza di contratti di affitto stipulati, rispettivamente, con Consiag, Intesa e Coingas; (ii) la categoria "Altri beni" principalmente per automezzi e apparecchiature IT funzionali agli ambiti di attività del Gruppo;
- investimenti dell'esercizio per Euro 10.334 migliaia principalmente riconducibili (i) alla categoria "Terreni e fabbricati", per complessivi Euro 1.185 migliaia tra cui si evidenzia in particolare l'acquisto di un immobile a Montepulciano (SI) adibito ad archivio; (ii) alla categoria "Impianti e macchinari", per complessivi Euro 3.152 migliaia riferiti prevalentemente ad impianti e macchinari afferenti la realizzazione di strutture telematiche e di telecomunicazioni e all'acquisto di un impianto di cogenerazione con teleriscaldamento sito nel Comune di Ancona (iii) alla categoria "Immobilizzazioni in corso e acconti", per complessivi Euro 3.862 migliaia relativi principalmente alla realizzazione dei cablaggi infrastrutturali delle aree industriali in FTTH;
- incrementi netti per acquisizioni aziendali per Euro 7.428, principalmente relativi al consolidamento integrale di Ecolat S.r.l., come descritto nel paragrafo della nota relativo alle aggregazioni aziendali.
- ammortamenti del periodo per Euro 11.877 migliaia;
- svalutazioni per Euro 346 migliaia, per le quali si rinvia al paragrafo successivo "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

Esercizio 2020

Gli amministratori, dall'analisi delle condizioni attuali sia interne che esterne, non hanno ravvisato indicatori di perdite di valore in riferimento alle attività materiali, tenuto anche conto degli impatti finora limitati dell'emergenza sanitaria da COVID 19 come descritto nel paragrafo 13.6 "Rischi relativi alla pandemia di coronavirus".

Esercizio 2019

Gli amministratori hanno ravvisato indicatori di perdite di valore in riferimento alla centralina mini-idro realizzata nel Comune di Castel San Niccolò (AR) per lo sfruttamento a scopo di produzione idroelettrica dalla controllata Idrogena S.r.l., iscritta ad un valore netto contabile di Euro 76 migliaia al 31 dicembre 2019.

La svalutazione effettuata, pari ad Euro 346 migliaia, si è resa necessaria a seguito di risultati operativi inferiori alle previsioni di piano e flussi di cassa stimati insufficiente al recuperare il costo dell'investimento. L'impianto è relativo alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili 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 in merito alle principali assunzioni alla base dell'operatività dell'impianto per il periodo 2020-2043 (produzione annua di energia elettrica, costi manutentivi ed investimenti sull'impianto, tariffa di cessione dell'energia).

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 6,5%. A completamento di queste analisi, gli amministratori hanno rilevato nell'esercizio corrente una perdita di valore di Euro 346 migliaia, a fronte di un valore contabile, dopo l'ammortamento di periodo, di Euro 422 migliaia al 31 dicembre 2019, che è stata registrata nel prospetto di Conto Economico nella voce svalutazione di immobilizzazioni materiali. Il valore netto del bene ammonta ad Euro 76 migliaia al 31 dicembre 2019 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 2020 (e al 31 dicembre 2019) 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 "Mercato regolato 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);
- avviamento emerso in sede di Purchase Price Allocation dall’acquisizione di Ecolat S.r.l. nell’esercizio 2019 come risposta nel presente bilancio (Euro 1.700 migliaia);

Il Gruppo ha proceduto alla verifica di impairment test al 31 dicembre 2020 e al 31 dicembre 2019 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”, “Mercato regolato Gergas” ed “Altro gestione rifiuti Ecolat”:

Valore contabile dell’avviamento allocato a ciascuna unità generatrice di flussi di cassa:

	Vendita gas ed energia elettrica		Mercato regolato		Altro		Totale	
	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019
Avviamento	28.067	28.067	1.369	1.369	1.700	1.700	31.136	31.136

Il Gruppo ha effettuato il proprio impairment test al 31 dicembre 2020 e 2019. L’impairment test è stato predisposto sulla base del piano industriale 2021-2025 approvato dal Consiglio di Amministrazione in data 13 gennaio 2021.

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 tasso di sconto applicato alle proiezioni dei flussi di cassa, al netto delle imposte, è del 5,7% nel 2020 (5,9% nel 2019). I flussi di cassa sono stati estrapolati utilizzando un tasso di crescita del 1,5% nel 2020 (1,5% nel 2019), 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.

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 nell'anno precedente 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.

Mercato regolato - 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 Mercato regolato 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 Mercato regolato Gergas, incluso l'avviamento di Euro 1.369 migliaia.

Altro- Gestione rifiuti Ecolat

L'avviamento scaturisce dall'acquisizione di Ecolat S.r.l., società operante principalmente nel settore della selezione meccanica degli imballaggi in materiali misti provenienti dalle raccolte differenziate degli Ambiti Ottimali Toscana Sud, Centro e Costa e dalla rilevazione, in via residuale rispetto al *fair value* delle attività

identificabili, della capacità della società di produrre redditi futuri dalle attività di business non correlate all'impianto di selezione e, in particolare, dal trattamento della carta, degli ingombranti e di altri rifiuti da privati.

Il valore recuperabile della CGU è stato determinato sulla base del calcolo del valore d'uso, dove sono state utilizzate le proiezioni dei flussi di cassa dei relativi settori di attività derivanti dall'ultimo piano industriale disponibile alla data di valutazione e approvato dalla Direzione Aziendale. Il tasso di sconto applicato alle proiezioni dei flussi di cassa, al netto delle imposte, è del 5,3 %. I flussi di cassa sono stati estrapolati utilizzando un tasso di crescita del 1,5%. A completamento di queste analisi, gli amministratori non hanno rilevato perdite di valore da imputare alle attività nette dell'avviamento, anche applicando ragionevoli fattori di sensitivity.

10.1.5 Attività immateriali

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2020 e al 31 dicembre 2019 le attività immateriali ammontano rispettivamente a Euro 449.377 migliaia e Euro 450.239 migliaia.

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2020	2019
Diritti di brevetto industriale, licenze e marchi	3.485	3.538
Beni in concessione	323.610	321.143
Liste clienti	103.426	110.662
Altre attività immateriali	16.551	13.871
Attività immateriali in corso	2.305	1.025
Attività immateriali	449.377	450.239

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.

Sulla base delle analisi svolte sulla recuperabilità di valore dei beni in concessione afferenti la distribuzione gas naturale e contabilizzati secondo il “metodo dell’attività immateriale” previsto dall’IFRIC 12, sono emersi indicatori di perdite durevoli di valore relativamente alla classe dei misuratori elettronici.

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 2020 e 31 dicembre 2019 le liste clienti sono state ammortizzate in un orizzonte temporale di 20 anni.

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 2020 non si ravvisano quindi indicatori di perdita durevole di valore sulle attività immateriali a vita utile definita.

Nell’esercizio chiuso al 31 dicembre 2020 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 2020	42.334	530.499	138.167	34.087	1.025	746.112
Incrementi	2.936	21.178		11.240	1.280	36.634
Cessioni/Eliminazioni		(4.146)				(4.146)
Al 31 Dicembre 2020	45.270	547.531	138.167	45.327	2.305	778.600
Ammortamenti e svalutazioni						
Al 1 gennaio 2020	(38.796)	(209.356)	(27.505)	(20.216)		(295.873)
Ammortamento dell’esercizio	(2.989)	(17.194)	(7.236)	(8.560)		(35.979)
Cessioni/Eliminazioni		2.629				2.629
Al 31 Dicembre 2020	(41.785)	(223.921)	(34.741)	(28.776)		(329.222)
Valore netto contabile						
Al 31 dicembre 2019	3.538	321.143	110.662	13.871	1.025	450.239
Al 31 dicembre 2020	3.485	323.610	103.426	16.551	2.305	449.377

Nel corso dell’esercizio 2020 si evidenziano in particolare:

- investimenti dell’esercizio per Euro 36.634 migliaia, principalmente riferiti:
- alla categoria “Beni in concessione” per complessivi Euro 21.178 migliaia per gli investimenti effettuati in riferimento alle reti di distribuzione gas;
- alla categoria Diritti di brevetto industriale, licenze e marchi per complessivi euro 2.936 migliaia, principalmente relativi a costi per software;
- alla categoria “Altre Immobilizzazioni Immateriali” per complessivi Euro 11.240 migliaia, principalmente relative a costi di acquisizione clientela sostenuti da parte delle società di vendita gas ed energia elettrica del Gruppo;

- alla categoria “Immobilizzazioni in corso” per complessivi Euro 1.280 migliaia, principalmente relativi a costi sostenuti per la sostituzione dell’attuale ERP con NET@SUITE, la nuova piattaforma che gestirà tutte le aree del gruppo ESTRA. Il progetto di sviluppo è ancora in corso e si protrarrà per tutto il 2021.
- cessioni/eliminazioni nette per Euro 1.517 migliaia principalmente afferenti a misuratori gas;
- ammortamenti del periodo per Euro 35.979 migliaia.

Nell’esercizio chiuso al 31 dicembre 2019 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 2019	39.982	428.839	137.963	22.775	250	629.809
Incrementi	2.458	20.517	204	11.275	858	35.312
Cessioni/Eliminazioni	(107)	(5.012)		(47)		(5.166)
Riclassifica				83	(83)	-
Acquisizioni aziendali		88.357				88.357
Svalutazioni		(2.202)				(2.202)
Al 31 Dicembre 2019	42.333	530.499	138.167	34.087	1.025	746.111
Ammortamenti e svalutazioni						
Al 1 gennaio 2019	(35.621)	(163.669)	(20.220)	(13.851)		(233.361)
Ammortamento dell’esercizio	(3.174)	(15.717)	(7.285)	(6.370)		(32.546)
Cessioni/Eliminazioni		2.939		5		2.944
Riclassifica						-
Acquisizioni aziendali		(32.909)				(32.909)
Al 31 Dicembre 2019	(38.795)	(209.356)	(27.505)	(20.216)		(295.872)
Valore netto contabile						
Al 31 dicembre 2018	4.361	265.170	117.743	8.924	250	396.448
Al 31 dicembre 2019	3.538	321.143	110.662	13.871	1.025	450.239

Nel corso dell’esercizio 2019 si evidenziano in particolare:

- investimenti dell’esercizio per Euro 35.312 migliaia, principalmente riferiti:
 - alla categoria “Beni in concessione” per complessivi Euro 20.517 migliaia per gli investimenti effettuati in riferimento alle reti di distribuzione gas;
 - alla categoria Diritti di brevetto industriale, licenze e marchi per complessivi euro 2.458 migliaia, principalmente relativi a costi per software;
 - alla categoria “Altre Immobilizzazioni Immateriali” per complessivi Euro 11.275 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 Murgia Reti Gas S.r.l. il cui consolidamento ha apportato attività immateriali pari a complessivi Euro 55.448 migliaia riconducibili alle reti di distribuzione gas rientranti nell’ambito di applicazione dell’IFRIC 12;
- cessioni/eliminazioni nette per Euro 2.222 migliaia principalmente afferenti a misuratori gas;
- ammortamenti del periodo per Euro 32.546 migliaia.

10.1.6 Partecipazioni

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2020 ed al 31 dicembre 2019 le partecipazioni ammontano rispettivamente a Euro 26.107 migliaia ed Euro 27.250 migliaia.

Partecipazioni (valori in migliaia di euro)	Saldo al 31 dicembre 2019	Incrementi/ Decrementi	Altri movimenti	Rivalutazione / (Svalutazione)	Saldo al 31 dicembre 2020
Edma Reti Gas S.r.l.	9.971			153	10.124
Nuova Sirio S.r.l.	17			37	54
Partecipazioni in società sottoposte a controllo congiunto	9.988			190	10.178
Blugas Infrastrutture S.r.l.	7.281			(68)	7.213
AES Fano	758			(75)	683
Monte Urano S.r.l.	866			(36)	830
SIG S.r.l.	3.140			51	3.191
Partecipazioni in collegate	12.045			(128)	11.917
AISA S.p.A.	45				45
Sinergie Italiane S.r.l.	-				0
Sei Toscana S.r.l.	5.008			(1.235)	3.773
Casole Energie S.r.l.	138			(24)	114
Ecos S.r.l.			15		15
Bisenzio Ambiente S.p.A.			39		39
Altre imprese	26				26
Partecipazioni in altre imprese	5.217	54		(1.259)	4.012
Totale partecipazioni	27.250	54		(1.197)	26.107

Gli incrementi dell'esercizio fanno riferimento a:

- L'acquisto in data 24 aprile 2020, del 15% di Ecos al prezzo di Euro 15 migliaia erogando contestualmente un finanziamento alla società di Euro 355 migliaia.
La società è proprietaria di un sito di stoccaggio rifiuti che si estende per 9.500 mq ed opera nel mercato nazionale della gestione rifiuti speciali, pericolosi e non. In particolare, la società si occupa di:
 - Smaltimento di rifiuti pericolosi e non pericolosi. Capacità massima di 75kt (45 kt rifiuti solidi e liquidi pericolosi e 30 kt non pericolosi);
 - Raccolta e trasporto di rifiuti con mezzi propri. Le tipologie di trasporto operate dall'azienda riguardano rifiuti pericolosi e non, rifiuti sottoposti alla normativa ADR, rifiuti confezionati in colli e rifiuti sfusi;
 - Bonifica di siti contaminati e bonifiche di coperture in cemento-amianto.
- L'acquisto del 5% di Bisenzio Ambiente S.r.l. mediante sottoscrizione di un aumento di capitale sociale deliberato in sede assembleare in data 22/4/2020 dal socio Cipeco a favore di terzi di Euro 39 migliaia e contestuale erogazione di un finanziamento di Euro 461 migliaia.
La società ha per oggetto in particolare la gestione di impianti di stoccaggio e trattamento chimico, fisico e biologico di rifiuti speciali pericolosi e non pericolosi liquidi e titolare, a seguito di conferimento effettuato da Cipeco S.r.l. di una Autorizzazione Integrata Ambientale (A.I.A.) e di un impianto per l'esercizio dell'attività di trattamento rifiuti speciali liquidi pericolosi e non pericolosi, in fase di avvio.

Entrambe le acquisizioni di partecipazioni sono avvenute in forza di accordi di investimento disciplinanti la progressiva acquisizione del futuro controllo delle società da parte di Estra.

In riferimento ad Ecos S.r.l. l'acquisizione si è completata in data 26 gennaio 2021 mediante acquisto del residuo 85% delle quote al prezzo di Euro 1.760 migliaia, di cui Euro 350 migliaia già erogati alla data del 31 dicembre 2020.

In riferimento a Bisenzio Ambiente S.r.l., l'accordo di investimento prevede l'esecuzione di una serie di operazioni societarie volte alla progressiva acquisizione, congiuntamente da parte di Estra S.p.A. e Consiag S.p.A., del 100% delle quote societarie, interamente possedute da Cipeco S.r.l.

Il prezzo per l'acquisizione per il 100% delle quote societarie, soggetto a clausole di revisione in funzione dei ricavi conseguiti dalla società nei primi 36 o 48 mesi di attività, è pari ad un importo massimo di circa Euro 10.078 migliaia, oltre al subentro da parte dell'acquirente nel finanziamento erogato dal venditore di circa Euro 7,7 milioni.

Anche a causa dell'emergenza pandemica, il collaudo e lo start-up dell'impianto hanno subito un ritardo rispetto i tempi inizialmente programmati rendendo necessaria una revisione dei tempi e delle condizioni originariamente concordate tra le parti per l'acquisizione del controllo societario e della totalità del capitale sociale, non ancora completata alla data del presente documento.

In riferimento alla partecipazione in SEI Toscana S.r.l., al 31 dicembre 2020 è stata operata una svalutazione di Euro 1.235 migliaia, registrata per allineare il valore di carico dell'interessenza detenuta, in misura pari al 11,27% del capitale sociale, alla corrispondente quota di patrimonio netto della partecipata, rilevato dall'ultimo bilancio approvato (esercizio 2019), ritenendola una buona approssimazione del suo *fair value*.

Si precisa che la svalutazione deriva dalla perdita dell'esercizio 2019 della partecipata di circa Euro 10.683 migliaia, scaturente in gran misura dalla contabilizzazione dei conguagli di ricavo degli esercizi 2018 e 2019 rispetto ai costi efficienti di esercizio e di investimento del servizio integrato dei rifiuti gestito dalla SEI, parzialmente disconosciuti da ATO Toscana Sud in sede di prima applicazione dei criteri fissati da Arera.

L'Arera, a cui sono state attribuite funzioni di regolazione e controllo in materia di rifiuti urbani, ha introdotto tali criteri a partire dall'anno 2020 a valere anche sui conguagli 2018 e 2019.

SEI Toscana si è immediatamente attivata per contestare, nell'ambito di uno specifico procedimento amministrativo, le scelte adottate dall'ATO Toscana Sud in sede di applicazione della metodologia Arera che generano forti criticità nel conseguimento dell'equilibrio economico e finanziario della propria gestione e, tra l'altro, non garantiscono adeguata copertura tariffaria ai costi operativi derivanti da variazioni delle caratteristiche del servizio o di perimetro.

In considerazione della complessità di gestione dell'istanza di contestazione, del suo esito incerto e della mancanza di un piano pluriennale economico-finanziario aggiornato che dimostri la recuperabilità della perdita registrata nel 2019 ed il ritorno all'equilibrio economico-finanziario, la quota di spettanza della perdita dell'esercizio è stata ritenuta perdita durevole di valore della partecipazione.

Gli altri movimenti delle partecipazioni derivano dall'applicazione del metodo del patrimonio netto.

Ad eccezione di quanto detto sopra per la partecipazione in Sei Toscana S.r.l., 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 2020 per Euro 2.232 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, 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 ha presentato appello dinnanzi il Consiglio di Stato, tuttora pendente. Nel mese di marzo 2020, la CTU ha consegnato. Si attende quindi a breve la pronuncia del Consiglio.

Fermo restando che la società ritiene valide le proprie argomentazioni alla base del ricorso, dalle stime effettuate degli 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 successivi la società ha proseguito la sua attività principalmente limitata all'acquisto di gas dal fornitore russo Gazprom Export LLC e rivendita dello stesso ai soci o 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 2019, redatto in conformità alle disposizioni di cui all'art. 2490 del Codice Civile, evidenziando un patrimonio netto negativo di Euro 3,1 milioni (Euro 6,5 milioni al 30 settembre 2018) dopo rettifiche di liquidazione per 32,8 milioni ed un utile di periodo di Euro 3,5 milioni. Fermo restando l'incertezza sull'esito del procedimento, è ragionevole prevedere un sostanziale equilibrio patrimoniale della società al termine della liquidazione.

Si segnala che, a seguito della verifica condotta sulla partecipata dall'Agenzia delle Entrate in relazione ai periodo 1 ottobre 2012 – 30 settembre 2013 e 1 ottobre 2013 – 30 settembre 2014 ai fini delle imposte sui redditi (ires e irap) ed IVA, è stato emesso, in data 2 agosto 2019, un processo verbale di contestazione all'interno del quale è stata contestata una presunta sovrapproduzione da parte della partecipata nei confronti dei soci e delle relative commercial companies, tra cui Estra Energie, per complessivi Euro 14.854 migliaia nel periodo 2012/2013 e Euro 14.144 migliaia nel periodo 2013/2014. In particolare, l'Agenzia delle Entrate, ritenendo che la Società avesse aumentato nelle suddette annualità il prezzo di vendita del gas naturale alle commercial companies portandolo al di sopra di quanto previsto sul mercato, disconosceva integralmente il markup applicato da Sinergie Italiane S.r.l. in liquidazione al costo del gas naturale acquistato dal fornitore russo Gazprom Export LLC. La partecipata ha provveduto a presentare in data 17 gennaio 2020 le proprie controdeduzioni al fine di replicare a quanto indicato da parte dell'Agenzia delle Entrate nel processo verbale di contestazione a tutela del proprio legittimo operato. In relazione all'accertamento, l'Agenzia delle Entrate ha, inoltre, effettuato un accesso presso la Capogruppo, per acquisire documentazione in relazione ai rapporti tra Estra con la società Sinergie Italiane s.r.l. in riferimento agli anni di imposta 2012 e successivi. La verifica si è conclusa il 30 settembre 2019 con l'assenza di violazioni sostanziali e l'accertamento che tra Estra e la società Sinit non sono mai sussistiti rapporti commerciali essendo quest'ultimi intercorsi solo ed esclusivamente con la controllata Estra Energie S.r.l. per acquisto di gas naturale.

10.1.7 Altre attività finanziarie non correnti

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2020 e al 31 dicembre 2019 le altre attività finanziarie non correnti ammontano rispettivamente a Euro 13.670 migliaia ed Euro 11.539 migliaia.

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2020	2019
Finanziamenti a società sottoposte a controllo congiunto	230	230
Finanziamenti a società collegate	4.643	4.643
Crediti verso altri	8.797	6.666
Altre attività finanziarie non correnti	13.670	11.539

Le tabelle seguenti evidenziano la composizione dei finanziamenti per partecipata e la loro movimentazione al 31 dicembre 2020 rispetto alla chiusura dell'esercizio precedente:

(valori in migliaia di euro)	Saldo al 31 dicembre 2019	Incrementi	Decrementi	Altri movimenti	Saldo al 31 dicembre 2020
Nuova Sirio S.r.l.	230				230
Finanziamenti a società sottoposte a controllo congiunto	230				230

(valori in migliaia di euro)	Saldo al 31 dicembre 2019	Incrementi	Decrementi	Altri movimenti	Saldo al 31 dicembre 2020
Blugas Infrastrutture S.p.A.	4.153				4.153
A.E.S. Fano Distribuzione Gas S.r.l.	490				490
Finanziamenti a società collegate	4.643				4.643

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, presente anche al 31 dicembre 2019;
- per Euro 1.364 migliaia al credito vantato da Ecolat S.r.l. nei confronti di Sei Toscana S.r.l., presente anche al 31 dicembre 2019, per cui si rinvia al paragrafo della nota integrativa "Contenzioso di Ecolat su aumento di capitale sociale in Sei Toscana S.r.l.";
- per complessivi Euro 816 migliaia ai finanziamenti erogati nell'esercizio 2020 alle partecipate Ecos S.r.l. e Bisenzio Ambiente S.r.l., come descritto a commento delle partecipazioni in altre imprese.

10.1.8 Altre attività non correnti

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2020 e al 31 dicembre 2019 le altre attività non correnti ammontano rispettivamente ad Euro 5.448 migliaia ed Euro 5.286 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 2020 e al 31 dicembre 2019 le attività per imposte anticipate ammontano rispettivamente ad Euro 66.368 migliaia ed Euro 30.718 migliaia.

La tabella seguente evidenzia la composizione delle attività per imposte anticipate e la loro movimentazione al 31 dicembre 2020 rispetto alla chiusura dell'esercizio precedente:

(valori in migliaia di euro)	Saldo al 31 dicembre 2019	Adeguamento per legge n. 126/2020	Riversamento / Utilizzo	Accantonamento	Altri movimenti	Saldo al 31 dicembre 2020
Ammortamenti	7.644		(123)	696		8.217
Fondi rischi	1.099		(703)	435		831
Fondo Svalutazione crediti	12.935		(4.104)	2.813	21	11.665
Contributi percepiti su allacciamenti	3.174		(102)			3.072
Svalutazione immobilizzazioni	1.062		(70)			991
Contabilizzazione Leasing	167		(1)	23		189

Storno immobilizzazioni immateriali	236	(22)	2		216
Fair value derivati	1.111			(883)	228
Attualizzazione TFR	247	(8)	23	44	307
Altre	3.044	(937)	1.397	4	3.508
Maggiore valore fiscale avviamento		3.544			3.544
Maggior valore fiscale Beni in concessione		33.600			33.600
Totale	30.718	37.144	(6.071)	5.391	(813)
					66.368

Rivalutazione/Riallineamento civilistico e fiscale di attività

Nell'esercizio 2020, il Gruppo si è avvalso dell'applicazione della norma in materia di rivalutazione e riallineamento, di cui alla legge n. 126 del 13 ottobre 2020 recante "Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 14 agosto 2020, n. 104", che ha consentito la rivalutazione ai fini civilistici e fiscali o il riallineamento fiscale dei beni di impresa ai fini del riconoscimento fiscale dei maggiori valori iscritti nel Bilancio di esercizio delle società del Gruppo al 31 dicembre 2020, mediante il pagamento di imposta sostitutiva del 3%.

L'imposta sostitutiva deve essere versata in un massimo di tre rate di pari importo, con scadenza entro il termine per il saldo delle imposte sui redditi relative al periodo d'imposta con riferimento al quale la rivalutazione è eseguita (la prima) ed entro il termine rispettivamente previsto per il saldo delle imposte sui redditi relative ai periodi d'imposta successivi (le altre due).

Qualora i beni rivalutati vengano ceduti a titolo oneroso, prima che sia iniziato il quarto esercizio successivo a quello nel cui bilancio la rivalutazione è stata eseguita (cioè, per i contribuenti "solari", in data anteriore al 1° gennaio 2024), per la determinazione delle plus/minusvalenze bisogna far riferimento al costo ante rivalutazione. Per l'individuazione dei beni cui è applicabile, la disposizione di legge rinvia alla sezione II del Capo I della L. 342/2000 (titolata "rivalutazione dei beni delle imprese"), vale a dire beni materiali e immateriali ad esclusione di quelli alla cui produzione o al cui scambio è diretta l'attività di impresa.

Ai sensi dell'articolo 11, comma 2, L. 342/2000, richiamato dal comma 7 dell'articolo 110 D.L. 104/2020, i valori iscritti in bilancio post rivalutazione non possono superare quelli effettivamente attribuibili ai beni con riguardo "alla loro consistenza, alla loro capacità produttiva, all'effettiva possibilità di economica utilizzazione nell'impresa".

Il Gruppo ha deciso di avvalersi dell'applicazione della norma in riferimento a reti ed allacciamenti di proprietà delle controllate operanti nel settore della distribuzione gas per Euro 158.722 migliaia e ad avviamenti emersi nei bilanci delle società operanti nel settore della vendita di gas naturale a seguito di operazioni di fusione per incorporazione per Euro 36.880 migliaia.

In accordo ai principi contabili IFRS, il maggior valore delle attività emerso nei bilanci delle controllate redatti in conformità agli OIC non è stato mantenuto determinando di conseguenza un disallineamento civilistico-fiscale. Il presente bilancio consolidato recepisce gli effetti derivanti dall'adeguamento delle attività/(passività) per imposte anticipate/(differite) iscritte sulla differenza tra i valori delle attività nel consolidato ed i nuovi valori riconosciuti fiscalmente al 31 dicembre 2020.

L'adeguamento ha portato a:

- l'iscrizione di crediti per imposte anticipate per Euro 3.544 migliaia su avviamenti affrancati fiscalmente nel settore della vendita di gas naturale;
- l'iscrizione di crediti per imposte anticipate per Euro 33.600 migliaia sul riconoscimento fiscale di plusvalori di Beni in concessione della distribuzione gas non iscritti nel Bilancio consolidato;
- il riversamento di passività per imposte differite per Euro 10.628 migliaia a seguito dell'affrancamento di plusvalori su Beni in concessione della distribuzione gas;

- il riversamento di passività per imposte differite per Euro 7.085 migliaia a seguito dell'affrancamento di Liste clienti nel settore della vendita di gas naturale;
- la rilevazione del costo per l'imposta sostitutiva dovuta di Euro 5.868 migliaia.

L'effetto complessivo sulla voce "imposte sul reddito" di conto economico è quindi positivo per complessivi Euro 48.989 migliaia.

La tabella seguente evidenzia la composizione delle attività per imposte anticipate e la loro movimentazione al 31 dicembre 2019 rispetto alla chiusura dell'esercizio precedente:

(valori in migliaia di euro)	Saldo al 31 dicembre 2018	Acquisizioni aziendali	Riversamento / Utilizzo	Accantonamento	Saldo al 31 dicembre 2019
Ammortamenti	6.393	628	(203)	827	7.644
Fondi rischi	1.276		(414)	236	1.099
Fondo Svalutazione crediti	11.463		(907)	2.378	12.935
Contributi percepiti su allacciamenti	3.302		(128)		3.174
Svalutazione immobilizzazioni	550		(16)	528	1.062
Fondo rischi prepensionamento dipendenti	95		(95)		-1
Contabilizzazione Leasing	143		(6)	29	167
Storno immobilizzazioni immateriali	223	27	(38)	23	236
Fair value derivati	302			809	1.111
Attualizzazione TFR	127	22	(11)	110	247
Altre	3.420		(1.332)	955	3.045
Totale	27.295	677	(3.149)	5.896	30.718

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 riverteranno 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 2020 e al 31 dicembre 2019 le rimanenze ammontano rispettivamente ad Euro 24.768 migliaia ed Euro 18.129 migliaia.

La composizione della voce è la seguente:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2020	2019
Rimanenze materiali	4.526	4.128
Rimanenze gas naturale in stoccaggio	13.566	20.653
Rimanenze GPL	286	236
Fondo Svalutazione Magazzino	(249)	(249)
Rimanenze	18.129	24.768

Le rimanenze sono costituite principalmente da:

- materiali di ricambio destinati alla manutenzione e all'esercizio degli impianti di distribuzione gas per Euro 3.695 migliaia al 31 dicembre 2020 (3.209 migliaia al 31 dicembre 2019), 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 13.566 migliaia (Euro 20.653 migliaia al 31 dicembre 2019). Il saldo al 31 dicembre 2019 include, inoltre, gas in stoccaggio destinato ad attività di trading, pari ad Euro 445 migliaia, valutato al fair value misurato rispetto alle quotazioni ufficiali sul mercato di riferimento alla data di chiusura dell'esercizio.

10.2.2 Crediti Commerciali

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2020 e al 31 dicembre 2019 i crediti commerciali ammontano rispettivamente ad Euro 234.372 migliaia ed Euro 281.434.

La composizione della voce è la seguente:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2020	2019
Crediti verso utenti e clienti	227.272	272.141
Crediti verso imprese sottoposte a controllo congiunto	3.190	5.269
Crediti verso imprese collegate	1.959	1.427
Crediti verso imprese controllanti	1.952	2.596
Crediti commerciali	234.372	281.434

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 2019	Utilizzi dell'esercizio	Accantonamenti dell'esercizio	Saldo al 31 dicembre 2020
Fondo Svalutazione Crediti	58.925	(19.018)	13.027	52.934

(valori in migliaia di euro)	Saldo al 31 dicembre 2018	Aggregazioni aziendali	Utilizzi dell'esercizio	Accantonamenti dell'esercizio	Saldo al 31 dicembre 2019
Fondo Svalutazione Crediti	53.193	40	(5.989)	11.681	58.925

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 della 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. Le posizioni creditizie di importo maggiormente significativo sono analizzate ed eventualmente svalutate specificatamente. 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 2020 e al 31 dicembre 2019 i crediti tributari ammontano rispettivamente ad Euro 21.813 migliaia e ad Euro 12.400 migliaia.

La composizione della voce è la seguente:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2020	2019
Erario c/iva a credito	2.281	5.244
Credito IRES/IRAP	5.234	2.217
UTIF	10.420	3.879
Altri crediti tributari	3.878	1.060
Crediti tributari	21.813	12.400

Il significativo incremento dei crediti tributari UTIF è principalmente dovuto alla differenza fra gli acconti versati nel corso del semestre, determinati sulla base dei consumi dell'anno 2019, e l'imposta effettivamente addebitata ai clienti nel periodo, che risulta inferiore rispetto alla chiusura dell'esercizio precedente.

10.2.4 Altre attività correnti

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2020 e al 31 dicembre 2019 le altre attività correnti ammontano rispettivamente ad Euro 28.367 migliaia ed Euro 33.419 migliaia.

La composizione della voce è la seguente:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2020	2019
Crediti verso Autorità per l'Energia e GSE	19.472	21.502
Anticipi	1.791	3.281
Altri crediti	5.639	5.739
Risconti attivi	1.465	2.897
Altre attività correnti	28.367	33.419

La voce "Crediti verso Autorità per l'Energia" è principalmente riferita a:

- gli 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;
- gli importi spettanti alle società del Gruppo operanti nel settore della vendita di gas naturale ai sensi della delibera Arera 32/2019/R/Gas relativamente alla rideterminazione del coefficiente k per gli anni 2010-2012, come descritto a commento degli altri ricavi operativi.

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 2020 e al 31 dicembre 2019 le altre attività finanziarie correnti ammontano rispettivamente ad Euro 13.546 migliaia ed Euro 34.797 migliaia, mentre le altre passività finanziarie correnti ammontano ad Euro 10.021 migliaia ed Euro 36.983 migliaia.

La composizione della voce attività finanziarie correnti è la seguente:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2020	2019
Crediti vs banche per interessi attivi	97	667
Strumenti derivati	13.449	34.130
Altre attività finanziarie correnti	13.546	34.797

Gli strumenti derivati inclusi nelle altre attività finanziarie correnti sono così composti:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2020	2019
Contratti a termine su commodity	6.775	30.502
Commodity Swap di Cash flow hedge	5.534	1.533
Commodity Swap con variazione di fair value a conto economico	1.140	2.095
Strumenti derivati	13.449	34.130

La composizione della voce passività finanziarie correnti è la seguente:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2020	2019
Strumenti finanziari derivati passivi	10.021	36.983
Altre passività finanziarie correnti	10.021	36.983

Gli strumenti derivati inclusi nelle altre passività finanziarie correnti sono così composti:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2020	2019
Contratti a termine su commodity	7.078	29.476
Commodity Swap di Cash flow hedge	109	5.003
Commodity Swap con variazione di fair value a conto economico	2.385	1.736
Interest Rate Swap di Cash flow hedge	238	374
Interest Rate Swap non designati come strumento di copertura	211	394
Strumenti derivati	10.021	36.983

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 IFRS 9 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 IFRS 9 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 2020 e al 31 dicembre 2019:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2020		Esercizio chiuso al 31 dicembre 2019	
	Fair Value positivo / (negativo)	Nozionale	Fair Value positivo / (negativo)	Nozionale
IRS Tasso Fisso/Tasso Variabile Scad. 30/06/2021 (MPS)	(3)	254	(20)	749
IRS Tasso Fisso/Tasso Variabile Scad. 28/12/2021 (Unicredit)	(211)	7.000	(394)	7.000
IRS Tasso Fisso/Tasso Variabile Scad. 28/06/2024 (Intesa)	(235)	2.440	(354)	3.061
IRS	(449)	9.694	(768)	10.810

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 2020 e al 31 dicembre 2019 le disponibilità liquide e mezzi equivalenti ammontano rispettivamente ad Euro 160.249 migliaia ed Euro 195.748.

La composizione della voce è la seguente:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2020	2019
Depositi bancari e postali	160.233	195.731
Denaro e valori in cassa	16	17
Disponibilità liquide	160.249	195.748

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.

10.3 PATRIMONIO NETTO

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2020 e al 31 dicembre 2019 il patrimonio netto ammonta rispettivamente a 392.377 migliaia ed Euro 322.552.

La variazione del patrimonio netto di Gruppo al 31 dicembre 2020 rispetto al 31 dicembre 2019 è principalmente dovuta a:

- distribuzione ai Soci dei dividendi (utile d'esercizio 2019) da parte della Capogruppo (- Euro 7.000 migliaia);
- Effetti derivanti dall'acquisizione di interessenze di minoranza nella società già controllata Gergas S.p.A. (-882 migliaia). Si rinvia al relativo punto nel paragrafo "Aggregazioni e cessioni aziendali, ed acquisizioni e cessioni di interessenze di minoranza";
- risultato del conto economico complessivo del Gruppo (+ Euro 76.897 migliaia).

La variazione del patrimonio netto di Gruppo al 31 dicembre 2019 rispetto al 31 dicembre 2018 è principalmente dovuta a:

- distribuzione ai Soci dei dividendi (utile d'esercizio 2018 e riserve) da parte della Capogruppo (- Euro 14.638 migliaia);
- Effetti derivanti dall'acquisizione di interessenze di minoranza nella società già controllata Prometeo S.p.A. (+ 127 migliaia). Si rinvia al relativo punto nel paragrafo "Aggregazioni e cessioni aziendali, ed acquisizioni e cessioni di interessenze di minoranza";
- risultato del conto economico complessivo del Gruppo (+ Euro 14.580 migliaia);

La variazione del patrimonio netto di Terzi al 31 dicembre 2020 rispetto al 31 dicembre 2019 è principalmente dovuta a:

- Effetti derivanti dall'acquisizione di interessenze di minoranza nella società già controllata Gergas S.p.A. (+ 882 migliaia). Si rinvia al relativo punto nel paragrafo "Aggregazioni e cessioni aziendali, ed acquisizioni e cessioni di interessenze di minoranza";
- Rinuncia al credito per copertura perdita Idrogena (Euro 191 migliaia);
- distribuzione di dividendi a Soci terzi (- Euro 363 migliaia).
- risultato del conto economico complessivo di spettanza di Terzi (+ Euro 101 migliaia).

La variazione del patrimonio netto di Terzi al 31 dicembre 2019 rispetto al 31 dicembre 2018 è principalmente dovuta a:

- Effetti derivanti dall'acquisizione di interessenze di minoranza in società già controllate (-1.683 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 1.138 migliaia).
- risultato del conto economico complessivo di spettanza di Terzi (+ Euro 50 migliaia).

10.4 PASSIVITÀ NON CORRENTI

10.4.1 Fondo per rischi ed oneri

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2020 e al 31 dicembre 2019 il fondo per rischi e oneri ammonta rispettivamente ad Euro 9.173 migliaia ed Euro 9.504 migliaia

La tabella seguente evidenzia la composizione della voce e la sua variazione intervenuta nell'esercizio 2020:

(valori in migliaia di euro)	31 dicembre 2019	Accantonamento	Utilizzo	Riversamento	31 dicembre 2020
Indennità Di Agenzia	186	197	(47)	(103)	233
Contenziosi e Spese Legali di resistenza	4.023		(1.700)		2.323
Titoli Efficienza Energetica	1.061	1.351	(488)		1.924
Altri Rischi	3.730	675	(238)		4.167
Fondo smantellamento impianti	504	22			526
Fondi per rischi e oneri	9.504	2.245	(2.473)	(103)	9.173

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 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), come descritto nel paragrafo delle attività materiali, cui si rinvia.

La variazione del corso dell'esercizio 2020 è principalmente riferita a:

- Accantonamento a fondo rischi per Titoli di efficienza energetica per Euro 1.351 migliaia a copertura dei rischi legati all'andamento del mercato dei titoli di efficienza energetica, considerando il residuo dei titoli da acquistare per tutti gli anni d'obbligo ancora aperti, stimando il costo medio di acquisto sul mercato raffrontato al contributo massimo riconosciuto dall'Autorità (€ 250/TEE);
- Utilizzi del fondo rischi per Titoli di efficienza energetica per Euro 488 migliaia a copertura delle perdite sui TEE realizzate nel 2020 per l'anno d'obbligo 2019;
- Utilizzo del fondo rischi Contenziosi e spese legali di resistenza per Euro 1.700 migliaia per annullamento del credito di pari importo iscritto nelle altre attività correnti per il versamento effettuato in data 17 novembre 2011 al Comune di Prato in conseguenza della stipula dell'accordo transattivo descritto nel seguito nel paragrafo dei principali contenziosi in essere;
- Accantonamenti per Euro 675 migliaia, principalmente relativi alla stima del rischio di sanzioni e/o penali afferenti l'attività di distribuzione gas;
- Utilizzi per Euro 238 migliaia di fondo rischi e sanzioni accantonati in esercizi precedenti, principalmente relativi afferenti l'attività di distribuzione gas.

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, ad integrazione del minore importo previsto nel bando di gara e riconosciuto al gestore uscente Centria per la consegna delle reti, 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 al Comune di Prato 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.

Con sentenza n. 387/2020 pubblicata in data 14/08/2020, il Tribunale ordinario di Prato ha condannato Estra S.p.A. al pagamento, in favore del Comune di Prato, della somma di Euro 6.000 migliaia, oltre interessi, in ragione delle previsioni di un accordo transattivo stipulato nel 2011 per determinare, tra l'altro, il valore dell'indennizzo spettante al gestore uscente.

Il Tribunale ha, invece, ritenuto che sia competenza giurisdizionale del Giudice Amministrativo rispondere alla domanda giudiziale avanzata nel corso dell'esercizio 2016 da Estra e Centria 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, ad integrazione del minore importo riconosciuto al gestore uscente Centria per la consegna delle reti rispetto a quello previsto nel bando di gara a seguito 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.

Con atto transattivo del 02 dicembre 2020, recante, tra l'altro, la rinuncia di Estra e Centria ad impugnare la sentenza limitatamente alla parte in cui dispone la condanna di pagamento nei confronti del Comune di Prato, le parti hanno concordato una dilazione di pagamento della somma complessiva di Euro 6.050 migliaia, comprensiva di interessi, in tre rate annuali scadenti il 31 gennaio 2021, 31 gennaio 2022 e 31 gennaio 2023.

Il Consiglio di Amministrazione, nell'economia complessiva dell'articolata vicenda, anziché riassumere la causa al TAR come inizialmente prospettato a fronte del riconoscimento in sentenza del difetto di giurisdizione del giudice ordinario, ha successivamente deciso di presentare un atto di appello in sede civile avverso la medesima sentenza di primo grado, principalmente per tre ordini di motivi:

- (i) la maggior coerenza della linea difensiva con la posizione assunta in primo grado ed il relativo consolidamento in ordine ad alcuni argomenti principali;

- (ii) l'impossibilità di proseguire il giudizio al TAR da parte di Estra-Centria qualora Toscana Energia avesse presentato appello;
- (iii) il fatto che il TAR abbia chiamato in decisione il ricorso amministrativo del 2015 per novembre 2021, prospettandosi quindi una celere decisione in ordine al giudice dotato di giurisdizione.

In data 26 febbraio è stato pertanto notificato atto di citazione in appello da parte di Estra (e Centria). In pari data è pervenuto altresì l'atto di citazione in appello da parte di Toscana Energia avverso alla medesima sentenza di primo grado.

Per effetto di quanto sopra, il presente bilancio consolidato è influenzato da oneri straordinari rilevati nella voce "altri costi operativi" per complessivi Euro 6.182 migliaia, comprensivi delle spese di tassazione della sentenza.

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 iscritto negli esercizi precedenti.

Avviso di liquidazione di imposte di registro, ipotecarie e catastali

In data 20 dicembre 2019, la Capogruppo e la controllata Centria hanno ricevuto avvisi di liquidazione di imposte di registro ipotecarie e catastali, oltre che sanzioni per complessivi Euro 435 migliaia in riferimento alle operazioni societarie con cui le società Solgenera S.r.l. (ora incorporata in Estra S.p.A.) e Centria S.r.l. hanno conferito in data 29.09.2016 nella società Estra Clima S.r.l. propri rami d'azienda ottenendo in cambio partecipazioni, rispettivamente, pari al 44,69% e 39,43% del capitale sociale della conferitaria. Queste ultime partecipazioni erano state successivamente (in data 13.12.2016) cedute alla società E.s.t.r.a. S.p.A. in tale momento già socia della stessa Estra clima S.r.l. con una quota del 15,88% del capitale sociale.

Le società del Gruppo, anche sulla base di pareri esterni ricevuti, hanno presentato ricorso in data 7 febbraio 2020 ritenendo illegittimi gli avvisi ricevuti e nessun accantonamento è stato pertanto previsto nel presente bilancio consolidato. Successivamente alla presentazione del ricorso non ci sono stati ulteriori sviluppi.

Contenziosi con alcuni Comuni concedenti nella fase di gestione *ope legis* del servizio di distribuzione di gas naturale

La controllata Centria S.r.l. ha avviato contenziosi legali con i Comuni di Serravezza ed i Comuni del Valdarno (Montevarchi, Cavriglia e Figline Valdarno) in merito alla definizione dell'importo dei canoni spettanti a tali Comuni per il periodo, successivo alla scadenza contrattuale, in cui Centria ha continuato e sta continuando ad esercitare l'attività di distribuzione di gas naturale in regime di prorogatio ope legis.

In particolare, la Società, supportata dai propri legali, ritiene di essere in diritto di vedersi riconosciuta una riduzione dei canoni stabiliti nei contratti di concessione, giunti a scadenza nel corso del 2016 per Serravezza o nel corso del 2014 per i Comuni di Valdarno.

Relativamente al Comune di Serravezza, il cui canone annuo di concessione ammonta contrattualmente a circa Euro 500 migliaia, in data 30/09/2019 è stata emessa sentenza con la quale il Tribunale di Lucca ha accolto le ragioni di Centria, accertando che il Comune era ed è tenuto a rinegoziare il canone dopo la scadenza della concessione in osservanza delle clausole generali di buona fede e correttezza, a tutela dell'equilibrio economico-giuridico del rapporto tra le parti.

Ad esito di tale pronunciamento, Centria S.r.l. ed il Comune di Serravezza, a maggio 2020, hanno sottoscritto un accordo transattivo sulla quantificazione del canone spettante al Comune per gli esercizi 2016 e 2017, determinandoli in complessivi Euro 861 migliaia annui. L'adeguamento degli stanziamenti appostati in bilancio, Euro 636 migliaia, è stato rilevato a riduzione dei costi operativi nel presente bilancio.

Per gli anni dal 2018 al 2021, il canone è provvisoriamente determinato in Euro 150 migliaia, in attesa di chiarimenti normativi/giurisprudenziali o delle Autorità di settore sulla tematica dei canoni post scadenza. Nelle more di tali chiarimenti, la società ha prudenzialmente appostato in bilancio i canoni contrattualmente previsti.

Relativamente ai Comuni del Valdarno, i cui canoni annui di concessione ammontano contrattualmente a circa Euro 2.200 migliaia, è tuttora in essere una Procedura Arbitrale avviata da Centria nei confronti di detti Comuni, con lodi parziali, emessi a settembre 2019 e gennaio 2020, non risolutivi della controversia.

In particolare, con il lodo emesso a gennaio 2020, il Collegio ha ritenuto – accogliendo una delle domande di Centria – di sollevare questione di legittimità costituzionale sulla norma di interpretazione autentica (art. 1, comma 453, l. n. 232/2016) da cui scaturirebbe l'obbligo per il gestore di pagare sempre il canone contrattuale per tutta la durata della fase di gestione *ope legis*.

Per il periodo 2014-2019 il Collegio, allo stato, come emerge dalla motivazione, ha ritenuto valido ed efficace l'accordo del 2014 che prevede l'applicazione delle condizioni contrattuali, anche se non ha fatto seguire, allo stato, alcuna pronuncia di condanna.

Nel frattempo Centria si è costituita nel giudizio di costituzionalità ed è in attesa della fissazione dell'udienza.

Il Collegio deve ancora pronunciarsi, comunque, sull'esatta individuazione degli effetti del suddetto Accordo e sulla ulteriore domanda di Centria S.r.l. finalizzata ad accertare l'obbligo dei Comuni di rinegoziare i contenuti dell'Accordo secondo le regole di correttezza e buona fede (artt. 1175 e 1375 c.c.) per rispettare l'equilibrio giuridico-economico del rapporto tra le parti.

Per quanto la Società, assistita dai propri legali, ritenga di aver diritto ad una rideterminazione dei canoni per le annualità successive alla scadenza contrattuale, l'esito dei contenziosi instaurati e delle rinegoziazioni con i Comuni è tuttora incerto. In attesa della definizione del contenzioso, nel presente bilancio, in continuità con gli esercizi precedenti esercizi, si è ritenuto di continuare a rilevare a costo l'intero importo contrattualmente previsto.

Si segnala, inoltre, che in data 28/12/2020 è stato notificato a Centria S.r.l. un atto di citazione davanti al Tribunale di Arezzo da parte del Comune di Arezzo con la richiesta degli arretrati per i canoni di concessione degli anni dal 2014 al 2019, per un importo totale di Euro 3.131 migliaia, oltre interessi e rivalutazione monetaria.

La domanda si basa sul presupposto, contestato da Centria S.r.l., dell'esistenza di un accordo (formatosi per scambio di corrispondenza) che ha fatto sorgere l'obbligo per la società di corrispondere un canone annuale determinato nella misura fissa di Euro 984 migliaia a partire dal 2011 e fino a quando non verranno affidate le gare europee previste dall'art. 14 D. Lgs. n. 164/2000.

Si precisa che il servizio di distribuzione del gas naturale nel Comune di Arezzo, connesso alla natura originaria della gestione pubblica in forma associata del servizio, risulta scaduto in applicazione del regime transitorio di settore e gestito da Centria S.r.l. *ope legis* post scadenza in assenza di contratto.

Il Consiglio di Amministrazione, supportato dai propri legali, ritiene di potersi legittimamente opporre alla richiesta del Comune e non si è pertanto proceduto all'accantonamento di alcun fondo rischi in merito a tale contenzioso.

Contenzioso di Ecolat su aumento di capitale sociale in Sei Toscana S.r.l.

La controllata è al momento in contenzioso con la partecipata Sei Toscana S.r.l. e con alcuni dei Soci, in merito all'aumento di capitale sociale di quest'ultima deliberato a dicembre 2014 per Euro 30 milioni, da sottoscrivere in due tranches rispettivamente di Euro 12 milioni ed Euro 18 milioni, con scadenza al 15 dicembre 2015 e al 30 settembre 2018.

In particolare, con riferimento alla prima tranche di 12 milioni, Ecolat ha dichiarato di liberare il 75% della propria quota mediante compensazione dei propri crediti derivanti da finanziamento soci. La negazione di questa possibilità da parte di SEI ha innescato un contenzioso che ha visto da una parte SEI Toscana procedere alla vendita ex 2466 in danno di Ecolat trasferendo agli altri soci una porzione pari al 5,14% del capitale, dall'altra Ecolat versare per due volte l'importo del 75% dell'aumento di capitale, una prima volta mediante compensazione di crediti ed una seconda mediante pagamento in contanti, facendo sorgere un credito verso SEI Toscana di Euro 1.365 migliaia.

L'importo è rappresentativo del duplice versamento di Euro 1.016 migliaia e dell'importo di Euro 348 migliaia per l'acquisto della quota di 1,09% effettuato in adempimento della procedura ex 2466 applicata anche in danno del socio Cooplat. La quota del 5,14% è oggi oggetto di sequestro giudiziario, in attesa di essere definitivamente liberata all'esito del contenzioso.

I contenziosi sviluppatasi, sono stati nel frattempo riuniti e sono chiamati all'udienza di precisazione delle conclusioni del 26 aprile 2021 ad eccezione del giudizio per la invalidità delle compravendite per il quale, pur oggetto di istanza di riunione, è fissata udienza per precisazione conclusioni il 20 gennaio 2022.

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 Estrà 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 al momento notificati avvisi relativi al 2015, si ritiene congruo il residuo accantonato di Euro 218 migliaia.

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 migliaia, operato sull’avviamento, pari a circa Euro 6.690 migliaia, 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 2020 si è svolta l’udienza di primo grado in cui il Gruppo ha ricevuto sentenza favorevole. In data 22 ottobre 2020 la Commissione Tributaria Regionale ha presentato istanza di appello in II° Grado. Prometeo ha presentato, nel corso del mese di gennaio 2021, opportune controdeduzioni all’istanza di appello.

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.

Contenzioso riferito alle addizionali su Energia Elettrica ex. D.L. n. 511/1988

In data 23 ottobre 2019 con sentenza n. 27101, la Corte di Cassazione ha espresso il principio di diritto con il quale si rendono non applicabili le addizionali provinciali alle accise sull'energia elettrica di cui all'art. 6 del D.L. n. 511/88, nella versione applicabile, *ratione temporis*, successiva alle modifiche introdotte dall'art. 5, comma 1, del d.lgs. n. 26/2007. La sentenza ha confermato la disapplicazione della norma in questione, ritenendola in contrasto con l'art. 1, comma 2, della Direttiva n. 2008/118/CE del 2007 anche a seguito delle interpretazioni della Corte di Giustizia UE sancite con specifiche sentenze.

Seppure all'interno di altri procedimenti pendenti, la Corte di Cassazione ha respinto le domande di rimborso avanzate dai consumatori finali nei confronti degli Uffici delle Dogane, ravvisando in tali fattispecie la sussistenza di un difetto di legittimazione passiva da parte del cliente finale, in quanto estraneo al rapporto tributario instaurato fra l'amministrazione finanziaria e le società di vendita la quale funge da sostituto d'imposta. Nelle predette decisioni, la Suprema Corte ha tuttavia dato la possibilità al cliente finale di "esprimere in sede civilistica l'ordinaria azione di ripetizione di indebito direttamente nei confronti dell'erogatore del servizio".

Sulla base dei predetti pronunciamenti, stanno pervenendo alle società di vendita di energia elettrica, una serie di richieste di rimborso da parte dei consumatori finali, aventi ad oggetto la richiesta di ripetizione delle somme versate a titolo di addizionale provinciale, che rientrano nelle annualità 2010-2012 in quanto non ancora oggetto del termine di prescrizione previsto per l'azione di natura civilistica. Si ricorda inoltre che l'addizionale provinciale alle Accise sull'energia elettrica, è stata applicata sino alla sua soppressione intervenuta in data 31 marzo 2012 per effetto del D.L. n. 16/2012; e che veniva applicata sui prelievi di energia elettrica fino a KWh 200.000 mensili.

Di fronte alle richieste di ripetizione dell'indebito che dovessero sfociare in contenziosi di natura civilistica, il fornitore si trova sostanzialmente obbligato a resistere nel giudizio alle pretese restitutorie dei consumatori finali, al fine di evitare l'impossibilità di rivalsa nei confronti dell'Agenzia delle Dogane. Infatti, nel caso di acquiescenza da parte del fornitore nei confronti delle richieste dei propri clienti, si renderebbe impossibile l'operazione di rivalsa nei confronti dell'Amministrazione Finanziaria, tenuto conto di quanto stabilito dall'art. 14, comma 4, del Testo Unico sulle Accise, il quale fissa inderogabilmente il termine di decadenza per il rimborso di quanto versato in due anni dal pagamento. Differentemente, l'ipotesi di condanna in sede civilistica del fornitore al rimborso, sempre per quanto disposto all'art. 14, comma 4, del Testo Unico sulle Accise, prevede che il soggetto obbligato possa richiedere il rimborso all'Amministrazione Finanziaria, entro novanta giorni dal passaggio in giudicato della sentenza che impone la restituzione delle somme in sede civilistica.

Il meccanismo seppure generando eventuali anticipazioni finanziarie ai consumatori finali da parte del fornitore, qualora condannato alla restituzione, esclude in linea teorica il rischio di passività in capo alle società di vendita, in quanto le somme che dovessero essere restituite dai fornitori verrebbero recuperate mediante successiva azione risarcitoria nei confronti dell'Erario.

Alla data del presente documento, il Gruppo ha ricevuto richieste di rimborso da parte di clienti, riferite per competenza agli anni 2010 e 2011, per un totale di Euro 3.911 migliaia, che hanno determinato l'instaurazione di 2 contenziosi civili per un importo di Euro 87 migliaia

Per quanto sopra descritto, il Gruppo non ha ravvisato la necessità di un accantonamento specifico al fondo rischi.

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 2020 delle obbligazioni per benefici definiti e del fair value delle attività del piano:

Obbligazioni per benefici definiti 31.12.2019	Costo per servizi	Interessi	Benefici liquidati	Obbligazione attesa 31.12.2020	Perdite (utili) attuariali da esperienza	Perdite (utili) attuariali per modifica ipotesi finanziaria	Obbligazioni per benefici definiti 31.12.2020
8.281	408	60	(424)	8.325	25	161	8.511

Le principali assunzioni adottate sono riepilogate nelle tabelle seguenti:

Riepilogo delle Basi Tecniche Economiche

	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2020	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2019
Tasso annuo di attualizzazione	0,34%	0,77%
Tasso annuo di inflazione	0,80%	1,50%
Tasso annuo incremento TFR	2,10%	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
1,20%	0,50%

Viene di seguito riepilogata un'analisi quantitativa della sensitività per le assunzioni significative al 31 dicembre 2020 e 2019:

Ipotesi	Variazione	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2020	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2019
Frequenza del turnover	+1/4%	8.254	7.882
	-1/4%	8.483	8.060
Tasso inflazione	+1/4%	8.520	8.109
	-1/4%	8.206	7.825
Tasso attualizzazione	+1/4%	8.127	7.749
	-1/4%	8.606	8.190

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				
	2021	2022	2023	2024	2025
Totale	952	145	167	178	413

La durata media dell'obbligazione del piano a benefici definiti alla fine dell'esercizio 2020 è di circa 15,6 anni (circa 15,7 al 31 dicembre 2019).

10.4.3 Finanziamenti a M/L termine

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2020 e al 31 dicembre 2019 i finanziamenti a medio/lungo termine ammontano rispettivamente ad Euro 422.645 migliaia ed Euro 466.134 migliaia.

La composizione della voce è la seguente:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2020		Esercizio chiuso al 31 dicembre 2019	
	Valore di bilancio	Valore nominale	Valore di bilancio	Valore nominale
Obbligazioni entro 12 mesi	-	-	-	-
Obbligazioni oltre 12 mesi	145.835	147.200	145.292	147.200
Totale debiti per obbligazioni	145.835	147.200	145.292	147.200
Finanziamenti da soci entro 12 mesi	1.435	1.435	1.435	1.435
Finanziamenti da soci oltre 12 mesi	6.805	6.805	8.240	8.240
Totale finanziamenti da soci	8.240	8.240	9.675	9.675
Mutui entro 12 mesi	87.925	87.925	82.182	82.182
Mutui oltre 12 mesi	161.135	161.957	206.810	208.161
Totale debiti per mutui	249.060	249.882	288.992	290.343
Leasing entro 12 mesi	4.424	4.424	4.654	4.654
Leasing oltre 12 mesi	15.086	15.086	17.521	17.521
Totale debiti per leasing	19.510	19.510	22.175	22.175
Totale entro 12 mesi	93.784	93.784	88.271	88.271
Totale oltre 12 mesi	328.861	331.047	377.863	381.122
Totale Finanziamenti M/L termine	422.645	424.832	466.134	469.393

La movimentazione della voce nel corso dell'esercizio 2020 è illustrata di seguito:

(valori in migliaia di euro)	Saldo al 31 dicembre 2019	Erogazione	Rimborso	Applicazione costo ammortizzato	Saldo al 31 dicembre 2020
Obbligazioni	145.292			543	145.835
Mutui	288.992	75.000	(115.202)	270	249.060
Leasing	22.175	2.499	(5.164)		19.510
Finanziamenti da soci	9.675		(1.435)		8.240
Totale Finanziamenti M/L termine	466.134	77.499	(121.801)	813	422.645

La tabella seguente evidenzia per ciascun prestito obbligazionario emesso il valore di bilancio alla data del 31 dicembre 2020 e al 31 dicembre 2019:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2020	2019
BOND 2015-2022	96.550	96.234
BOND 2016-2023	49.285	49.058
Obbligazioni	145.835	145.292

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 2020 di Euro 7.500 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 2020 di Euro 740 migliaia.

10.4.4 Passività per imposte differite

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2020 e al 31 dicembre 2019 le passività per imposte differite ammontano rispettivamente ad Euro 27.477 migliaia ed Euro 46.081 migliaia.

La composizione e movimentazione per l'esercizio 2020 della voce è la seguente:

(valori in migliaia di euro)	Saldo al 31 dicembre 2019	Adeguamento per legge n. 126/2020	Accantonamento	Riversamento / Utilizzo	Altri movimenti	Saldo al 31 dicembre 2020
Dividendi non incassati	16			8		25
Costo ammortizzato prestiti obbligazionari	254				(83)	172
Plusvalore Beni in concessione	13.407	(10.628)			(421)	2.358
Plusvalore Liste clienti	31.116	(7.085)		237	(1.864)	22.403
Plusvalore attività materiali	1.010			41	(52)	999
Altre	278				(59)	219
Fair value strumenti finanziari commodity					1.302	1.302
Passività per imposte differite	46.081	(17.713)		286	(2.479)	27.477

Si rinvia alla sezione della attività per imposte anticipate "Rivalutazione/Riallineamento civilistico e fiscale di attività" per gli effetti sulle passività per imposte differite iscritte sui plusvalori dei Beni in concessione e delle Liste clienti derivanti dall'opzione esercitata dal Gruppo di avvalersi dell'applicazione della norma in materia di rivalutazione e riallineamento, di cui alla legge n. 126 del 13 ottobre 2020 recante "Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 14 agosto 2020, n. 104.

La composizione e movimentazione per l'esercizio 2019 della voce è la seguente:

(valori in migliaia di euro)	Saldo al 31 dicembre 2018	Acquisizioni aziendali	Accantonamento	Utilizzo/Riversamento	Saldo al 31 dicembre 2019
Dividendi non incassati	26			9	16
Costo ammortizzato prestiti obbligazionari	365				254
Rateizzazione plusvalenze	2.048				-
Plusvalore Beni in concessione	6.485	7.150			13.407
Plusvalore Liste clienti	32.743			237	31.116
Plusvalore attività materiali	55	952		55	1.010
Altre	111			168	278
Passività per imposte differite	41.834	8.102		470	46.081

10.4.5 Altre passività non correnti

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2020 e al 31 dicembre 2019 le altre passività non correnti ammontano rispettivamente ad Euro 8.449 migliaia ed Euro 4.320 migliaia e fa principalmente riferimento a risconti passivi

pluriennali per l'affitto della fibra ottica per l'esercizio dell'attività di trasmissione dati nel settore delle telecomunicazioni.

10.4.6 Passività contrattuali non correnti e correnti

Al 31 dicembre 2020 le passività contrattuali non correnti e correnti ammontano rispettivamente ad Euro 22.071 migliaia ed Euro 750 migliaia (21.123 migliaia ed Euro 656 migliaia al 31 dicembre 2019) e sono principalmente connesse ai contributi percepiti dagli utenti per allacciamenti gas, riversati a conto economico pro-rata temporis lungo il periodo di ammortamento dei relativi investimenti.

10.5 PASSIVITÀ CORRENTI

10.5.1 Debiti finanziari a breve termine

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2020 e al 31 dicembre 2019 i debiti finanziari a breve termine ammontano rispettivamente ad Euro 32.509 migliaia ed Euro 31.601 migliaia.

La composizione della voce è la seguente:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2020	2019
Anticipazioni bancarie ed utilizzi di c/c bancario	30.521	29.619
Debiti verso obbligazionisti per interessi maturati	1.988	1.982
Debiti finanziari a breve termine	32.509	31.601

10.5.2 Debiti commerciali

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2020 e al 31 dicembre 2019 i debiti commerciali ammontano rispettivamente ad Euro 170.513 migliaia ed Euro 215.299 migliaia.

La composizione della voce è la seguente:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2020	2019
Debiti verso fornitori	166.375	210.073
Debiti verso imprese controllate	3.825	4.455
Debiti verso controllanti	303	755
Debiti verso imprese collegate	10	16
Debiti commerciali	170.513	215.299

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.

La significativa riduzione del saldo a fine esercizio 2020 rispetto a fine esercizio 2019 è dovuta principalmente al calo dei prezzi della materia prima registratosi nel corso dell'anno.

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 2020 e al 31 dicembre 2019 i debiti tributari ammontano rispettivamente ad Euro 12.910 migliaia ed Euro 18.726 migliaia.

La composizione della voce è la seguente:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2020	2019
Irpef sostituiti imposta	949	1.059
Erario c/iva	4.471	1.550
Debiti per IRES/IRAP	1.134	5.137
Debiti per accise ed addizionali	470	10.970
Imposta sostitutiva	5.868	-
Altri debiti	18	10
Debiti tributari	12.910	18.726

La voce “Imposta sostitutiva” fa riferimento al debito emerso per effetto delle rivalutazioni ai fini civili e fiscali e il riallineamento fiscale dei beni di impresa ai fini del riconoscimento fiscale dei maggiori valori iscritti nel Bilancio di esercizio al 31 dicembre 2020. L'imposta sostitutiva deve essere versata in un massimo di tre rate di pari importo, con scadenza entro il termine per il saldo delle imposte sui redditi relative al periodo d'imposta con riferimento al quale la rivalutazione è eseguita (la prima) ed entro il termine rispettivamente previsto per il saldo delle imposte sui redditi relative ai periodi d'imposta successivi (le altre due). Si rinvia alla sezione della attività per imposte anticipate “Rivalutazione/Riallineamento civilistico e fiscale di attività”

10.5.4 Altre passività correnti

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2020 e al 31 dicembre 2019 le altre passività correnti ammontano rispettivamente ad Euro 56.517 migliaia ed Euro 64.800 migliaia.

La composizione della voce è la seguente:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2020	2019
Debiti verso il personale per retribuzioni	5.000	4.735
Debiti verso istituti previdenziali	1.901	1.844
Debiti verso CSEA	8.929	12.661
Debiti per acquisto partecipazione in Ecolat	-	1.000
Debiti per dividendi deliberati	7.000	14.638
Ratei e risconti passivi	880	584
Depositi cauzionali	20.439	20.920
Debiti per Accordo Transattivo con Comune di Prato	6.000	-
Altri debiti	6.368	8.418
Altre passività correnti	56.517	64.800

Il saldo della voce fa riferimento prevalentemente ai depositi cauzionali versati dai clienti a garanzia sui consumi gas.

I debiti verso CSEA sono debiti iscritti nei confronti della Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali principalmente riferiti alle componenti tariffarie passanti del vettoriamento gas naturale, in aumento rispetto all'anno precedente.

Per il debito verso il Comune di Prato per accordo transattivo si rinvia al paragrafo “Contenzioso in merito alla determinazione dell'indennizzo dovuto al gestore uscente del servizio di distribuzione gas naturale Comune di Prato Toscana Energie”.

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 2020 e al 31 dicembre 2019.

ATTIVITA' FINANZIARIE	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2020		Esercizio chiuso al 31 dicembre 2019	
	Valore contabile	Fair value	Valore contabile	Fair value
Attività finanziarie al fair value con variazioni imputate a conto economico	7.915	7.915	32.597	32.597
Contratti a termine su commodity	6.775	6.775	30.502	30.502
Commodity Swap	1.140	1.140	2.095	2.095
Attività finanziarie al fair value con variazioni imputate a patrimonio netto	5.534	5.534	1.533	1.533
Commodity Swap	5.534	5.534	1.533	1.533
Crediti e finanziamenti	244.790	244.790	292.259	292.259
Finanziamenti a società sottoposte a controllo congiunto	230	230	230	230
Finanziamenti a società collegate	4.643	4.643	4.643	4.643
Depositi cauzionali m/l termine	5.448	5.448	5.285	5.285
Crediti commerciali	234.372	234.372	281.434	281.434
Crediti verso banche	97	97	667	667
Disponibilità liquide	160.249	160.249	195.748	195.748
Attività non correnti destinate alla vendita	-	-	-	-
TOTALE ATTIVITA'	418.488	418.488	522.137	522.137
PASSIVITA' FINANZIARIE	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2020		Esercizio chiuso al 31 dicembre 2019	
	Valore contabile	Fair value	Valore contabile	Fair value
Passività finanziarie al fair value con variazioni imputate a conto economico	9.674	9.674	31.606	31.606
Contratti a termine su commodity	7.078	7.078	29.476	29.476
Commodity Swap	2.385	2.385	1.736	1.736
Derivati IRS non designati come strumento di copertura	211	211	394	394
Passività finanziarie al fair value con variazioni imputate a patrimonio netto	347	347	5.377	5.377
Derivati IRS Cash flow hedge	238	238	374	374
Commodity Swap	109	109	5.003	5.003
Passività al costo ammortizzato	645.106	645.130	733.076	733.076
Debiti commerciali	170.513	170.513	215.299	215.299
Finanziamenti a M/L termine	422.645	422.645	466.134	466.134
Debiti verso banche a breve termine	32.509	32.509	31.601	31.601
Depositi cauzionali	19.462	19.462	20.042	20.042
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	-	-	-	-
TOTALE PASSIVITA'	655.151	655.151	770.059	770.059

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.

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 due anni.

Di seguito sono esposti i valori utilizzati nel calcolo del risultato per azione base.

	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2020	2019
Utile netto di pertinenza degli azionisti della Capogruppo (migliaia di Euro)	70.175	17.387
- Attività di funzionamento	70.286	17.667
- Attività destinate alla dismissione		-208
Numero medio azioni ordinarie in circolazione nell'esercizio	227.834.000	227.834.000
Risultato per azione base e diluito azioni ordinarie (Euro)	0,31	0,08
Risultato da attività in funzionamento per azione base e diluito azioni ordinarie (Euro)	0,31	0,08

Il risultato per azione al netto delle operazioni non ricorrenti ai sensi della delibera Consob numero 15519 del 27 luglio 2006 (Euro 48.989 migliaia), risulta essere pari a 0,09.

Al riguardo si evidenzia che sono state escluse dal calcolo le nr. 500.000 azioni proprie detenute dalla Capogruppo.

12. Garanzie e impegni

Il Gruppo ha fornito le seguenti garanzie al 31 dicembre 2020 e 2019:

Garanzie prestate nell'interesse di società collegate	31 dicembre 2020	31 dicembre 2019
Fideiussione rilasciata a Banca Popolare Emilia e Unicredit a favore di Sinergie Italiane S.r.l.	8.691	9.169
Garanzia rilasciata a Unicredit a favore di Blugas Infrastrutture S.r.l. per finanziamenti	4.257	4.257
Garanzia rilasciata a Regione Toscana a favore di Bisenzio Ambiente S.r.l. ai sensi del DGRT n. 743 del 6 agosto 2012	1.867	
Totale	14.815	13.426

Garanzie prestate nell'interesse di altri	31 dicembre 2020	31 dicembre 2019
Fidejussioni rilasciate ad Agenzia Entrate/Agenzia Dogane per rimborsi di imposte	7.796	8.293
Fidejussioni verso altri soggetti	431	431
Fidejussioni rilasciate a favore di Enti locali per lavori o concessioni legate ad utilizzo del suolo pubblico	11.512	10.832
Fidejussioni rilasciate ad INPS	243	1.084
Totale	19.982	20.640
Totale garanzie	34.797	34.066

Per lo svolgimento dell'ordinaria attività del Gruppo sono inoltre rilasciate, nell'interesse di società consolidate integralmente, fidejussioni bancarie o altre garanzie, quali Parent company impegnative, per le quali il relativo debito è generalmente già rappresentato nel bilancio consolidato.

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 2020, dopo aver preso in considerazione l'effetto degli IRS, circa il 65% (62% nel 2019) dei prestiti del Gruppo sono a tasso fisso.

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 2020 e 2019:

SENSITIVITA' DEI FLUSSI FINANZIARI	31 dicembre 2020				31 dicembre 2019			
	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	(156)	156			(192)	70		
VARIAZIONE FAIR VALUE	30	(30)	137	(46)	66	(67)	44	(41)
TOTALE	(126)	126	137	(46)	(126)	3	44	(41)

13.2 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 ha, nel tempo, 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 2020 e 2019:

Crediti commerciali (valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre			
	2020		2019	
Crediti commerciali lordi	287.306	100%	340.359	100%
Fondo svalutazione crediti	(52.934)	(18%)	(58.925)	(17%)
Crediti commerciali	234.372	82%	281.434	83%

La seguente tabella fornisce il dettaglio dei crediti commerciali lordi per fascia di anzianità al 31 dicembre 2020 e 2019:

Crediti commerciali (valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre			
	2020		2019	
A scadere	228.157	79%	244.257	72%
Scaduti da 0-30 giorni	7.053	2%	19.005	6%
Scaduti da 31-90 giorni	5.417	2%	5.942	2%
Scaduti da 91-180 giorni	3.663	1%	7.513	2%
Scaduti da 181-365 giorni	7.907	3%	13.528	4%
Scaduti da oltre 365 giorni	35.110	12%	50.113	15%
Crediti commerciali lordi	287.306	100%	340.359	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 2020 sono i valori contabili illustrati nella Nota strumenti finanziari e Valutazioni al fair value, ad eccezione delle garanzie finanziarie.

13.3 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 2020.

(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	147.200		97.200	50.000	
Indebitamento bancario	249.882	87.806	66.864	95.079	133
Leasing	19.510	4.424	4.201	7.541	3.344
Finanziamenti a medio/lungo termine verso soci	8.240	1.435	1.435	4.305	1.065
Totale	424.832	93.666	169.699	156.925	4.542

13.4 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 2020 e 2019 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).

Indebitamento finanziario netto (valori in migliaia di euro)		Esercizio chiuso al 31 dicembre	
		2020	2019
A.	Cassa	16	17
B.	Altre disponibilità liquide	160.233	195.731
C.	Titoli detenuti per la negoziazione		
D.	Liquidità (A) + (B) + (C)	160.249	195.748
E.	Crediti finanziari correnti	13.546	34.797
	- strumenti finanziari derivati correnti	13.449	34.130
	- Crediti verso banche per interessi attivi	97	667
F.	Debiti bancari correnti	32.509	31.601
G.	Parte corrente dell'indebitamento non corrente	93.784	88.271
	- debiti bancari	87.925	82.182
	- obbligazioni emesse	-	-
	- debiti v/altri finanziatori per leasing finanziari	352	341
	- debiti v/altri finanziatori per leasing operativi	4.072	4.313
	- debiti v/soci per finanziamenti	1.435	1.435
H.	Altri debiti finanziari correnti	10.021	36.983
	- strumenti finanziari derivati correnti	10.021	36.983
I.	Indebitamento finanziario corrente (F) + (G) + (H)	136.314	156.855
J.	Indebitamento finanziario corrente netto (I) - (E) - (D)	(37.481)	(73.690)
K.	Debiti bancari non correnti	161.135	206.810
L.	Obbligazioni emesse	145.835	145.292
M.	Altri debiti non correnti	21.891	25.761
	- debiti v/altri finanziatori per leasing finanziari	4.401	4.753
	- debiti v/altri finanziatori per leasing operativi	10.685	12.768
	- debiti v/soci per finanziamenti	6.805	8.240
N.	Indebitamento finanziario non corrente (K) + (L) + (M)	328.861	377.863
O.	Indebitamento finanziario netto (J) + (N)	291.380	304.173

Al 31 dicembre 2020 l'indebitamento finanziario netto è pari Euro 291.380 migliaia in miglioramento rispetto al 31 dicembre 2019 di Euro 12.793 migliaia.

Le principali variazioni sono relative a:

- la diminuzione delle disponibilità liquide (da Euro 195.748 migliaia ad Euro 160.249 migliaia);
- la diminuzione dei debiti per strumenti finanziari derivati (Euro 26.962 migliaia), variazione parzialmente compensata dalla riduzione dei crediti per strumenti derivati correnti (Euro 20.681 migliaia);
- la riduzione dell'indebitamento finanziario non corrente passa da Euro 377.863 migliaia ad Euro 328.861 migliaia per effetto della riduzione dei debiti bancari non correnti relativi al pagamento delle rate su prestiti a medio e lungo termine.

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 2020 il Gruppo dispone di ampie linee di credito non utilizzate, principalmente concentrate presso la Capogruppo, per Euro 143 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 la cessazione di una parte significativa della propria attività.

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 2020 e 2019 non si sono verificate violazioni nei covenants legati ai finanziamenti ed ai prestiti obbligazionari.

13.5 Rischi connessi al prezzo delle commodity

Il Gruppo è esposto al rischio prezzo commodities, per cui si trova a dover gestire rischi legati al disallineamento tra le formule di indicizzazione relative all'acquisto delle materie prime energetiche (gas naturale ed energia elettrica) e le formule di indicizzazione legate alla vendita delle medesime commodity.

Il rischio attiene sia all'attività di trading in senso stretto (operazioni spot finalizzata al conseguimento di profitti aggiuntivi di breve termine) che all'attività "industriale" di somministrazione gas ed energia elettrica ai clienti finali.

Con riferimento al trading, l'attività è opportunamente segregata ma è svolta all'interno di rigorose policy di rischio che prevedono, tra l'altro, il rispetto di limiti in termini di Risk margin e VAR, fissati dal Consiglio di Amministrazione della società e monitorati costantemente.

Con riferimento all'attività "industriale", la politica del Gruppo è orientata a minimizzare il rischio connesso alle oscillazioni del prezzo 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. In particolare, il Gruppo ha strutturato una serie di derivati su commodity finalizzati a prefissare gli effetti sui margini di vendita indipendentemente dalle variazioni delle condizioni di mercato. Tutte le operazioni in derivati sono concluse con finalità di copertura, anche se non rientranti formalmente nei criteri definiti dal principio Ifrs 9 per effettuarne il trattamento contabile in hedge accounting.

Il Gruppo ha adottato un'apposita policy colta a definire le linee guida del Gruppo Estra relative alla governance, alla strategia di gestione e al controllo dei rischi legati alle attività in commodity esercitate dalle Società del Gruppo e, più in particolare, oggetto della policy è il rischio prezzo.

L'obiettivo è quello di stabilizzare i flussi di cassa generati dal portafoglio di asset e contratti del Gruppo, proteggendo il margine operativo lordo di Gruppo dalle oscillazioni dovute al rischio prezzo sulle commodity trattate e di qualificare la performance finanziaria del Gruppo in un'ottica di mitigazione del rischio, attraverso la definizione e il monitoraggio in continuo dei limiti di rischio.

La politica del Gruppo è orientata a minimizzare il ricorso ai mercati finanziari per coperture mediante la valorizzazione delle logiche di *netting* incluse nel Portafoglio di riferimento. A tal fine, il Gruppo pianifica prioritariamente il bilanciamento fisico dei volumi delle proprie vendite di commodity energetiche sui mercati per le varie scadenze temporali, attraverso il portafoglio di contratti in essere, sia di medio periodo (con riferimento all'anno termico dell'esercizio successivo) sia spot. In secondo luogo, il Gruppo persegue una strategia di omogeneizzazione fra le fonti e gli impieghi fisici, in modo che le formule e le indicizzazioni a cui sono legati i costi derivanti dagli acquisti di *commodity* energetiche riflettano per quanto possibile le formule e le indicizzazioni dei ricavi del Gruppo, ricorrendo a tal fine anche all'uso di strumenti derivati.

Ai fini della gestione e del controllo dei Rischi Prezzo, il Gruppo Estra fa uso dei parametri consolidati nella best practice internazionale. In particolare, è oggetto di monitoraggio il Margine di contribuzione del portafoglio industriale, comprensivo sia del Profit & Loss (*P&L realised*) maturato alla data sia del Mark to Market (MtM) futuro. Il P&L realised corrisponde alla porzione del P&L già maturata nell'esercizio contabile di riferimento, calcolata in base al valore a consuntivo di tutti i prezzi di mercato che hanno determinato costi e ricavi. Il Mark to Market (o *P&L unrealised*) corrisponde alla porzione del P&L futura non ancora maturata nell'esercizio contabile di riferimento, valutata a fair value sulla base delle curve forward per i prezzi quotati e su curve forecast previsionali per i prezzi non quotati.

L'esposizione al rischio prezzo del portafoglio di contratti è misurata, per ciascun indice, come variazione di Mark to Market, ossia di Margine di Contribuzione, determinata da una variazione unitaria del prezzo della commodity in esame ed è consentita entro limiti prefissati stabili dal Consiglio di Amministrazione della società.

Alla data del 31 dicembre 2020, Il Gruppo ha i seguenti strumenti derivati sul rischio commodity inclusi nelle altre attività e passività finanziarie correnti:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2020	2019
Contratti a termine su commodity	6.775	30.502
Commodity Swap di Cash flow hedge	5.534	1.533
Commodity Swap con variazione di fair value a conto economico	1.140	2.095
Strumenti derivati	13.449	34.130

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2020	2019
Contratti a termine su commodity	7.078	29.476
Commodity Swap di Cash flow hedge	109	5.003
Commodity Swap con variazione di fair value a conto economico	2.385	1.736
Strumenti derivati	9.572	36.215

Il saldo netto dei *fair value* degli strumenti derivati in essere al 31 dicembre 2020 è, quindi, positivo per Euro 3.877 migliaia.

Ipotizzando un istantaneo incremento del 5% dell'intera *curva forward* dei prezzi del gas naturale e dell'energia elettrica, il fair value cumulativo degli strumenti finanziari su commodity migliorerebbe di Euro 1.194 migliaia, passando da un saldo positivo di Euro 3.877 migliaia ad un saldo positivo di Euro 5.072 migliaia.

In particolare:

- l'effetto riferito alla variazione del prezzo di gas naturale sarebbe un miglioramento di Euro 1.352 migliaia per i derivati che soddisfano i criteri IFRS 9 per l'*hedge accounting* e un peggioramento di Euro 177 migliaia per i derivati con variazione di *fair value* a conto economico, non soddisfacendo i criteri IFRS 9 per l'*hedge accounting*;

- l'effetto riferito alla variazione del prezzo dell'energia elettrica sarebbe ad un miglioramento di Euro 20 migliaia, interamente riferiti a derivati che soddisfano i criteri IFRS 9 per l'*hedge accounting*.

Viceversa, un'istantanea riduzione dell'intera *curva forward* dei prezzi delle commodity del 5%, gli effetti sarebbero dello stesso importo di segno inverso.

13.6 Rischi relativi alla pandemia di coronavirus

Lo scoppio della crisi sanitaria derivante dalla diffusione del COVID-19, noto anche come coronavirus, classificato come pandemia dall'Organizzazione Mondiale della Sanità (OMS) l'11 marzo 2020, potrebbe avere per una durata imprevedibile, importanti conseguenze sanitarie, sociali ed economiche in tutto il mondo, compresa l'Italia dove il Gruppo è attivo. Oltre al peggioramento dello scenario macroeconomico globale e al rischio di deterioramento del profilo creditizio di un numero considerevole di paesi (tra cui l'Italia), la pandemia ha già portato a significativi rallentamenti di molte attività imprenditoriali.

La pandemia COVID-19 e le risposte governative ad essa hanno avuto e continuano ad avere un grave impatto sulle condizioni economiche globali, tra cui: (i) perturbazioni significative e volatilità nei mercati finanziari; (ii) chiusure temporanee di molte attività, con conseguente perdita di entrate e aumento della disoccupazione; e (iii) l'istituzione del distanziamento sociale.

Le conseguenze dell'emergenza coronavirus potrebbero avere un impatto sull'ambiente imprenditoriale e sul quadro legale, fiscale e normativo. Se la pandemia si prolungasse, l'impatto negativo sull'economia globale potrebbe aggravarsi. In tali circostanze, è difficile prevedere l'impatto che questa situazione potrebbe avere sull'attività, sulle operazioni, sulle condizioni finanziarie e sui risultati del Gruppo.

Nella misura in cui la pandemia COVID-19 influisce negativamente sull'attività, sui risultati delle operazioni e sulle condizioni finanziarie del Gruppo, potrebbe anche avere l'effetto di aumentare alcuni degli altri rischi finanziari qui descritti.

Allo stato attuale la diversificazione del portafoglio di business del Gruppo, caratterizzato da un bilanciamento tra attività a libero mercato e attività regolate, è stato un primo elemento che ha consentito di ridurre gli impatti economici, essendo le attività regolate non influenzate nel breve periodo dai fenomeni di mercato collegati alla pandemia.

Al contenimento degli impatti economici hanno poi contribuito la diversificazione per settore di attività del portafoglio di clientela industriale di vendita di gas naturale e di energia elettrica, il pronto adeguamento operativo ed organizzativo attuato dalle società del Gruppo al mutato contesto e le azioni intraprese per il contenimento di costi al fine di limitare gli impatti economico-finanziari della crisi, dimostrando grande capacità di resilienza del Gruppo.

Si rinvia alla Dichiarazione non finanziaria per l'informativa sull'impatto della pandemia di COVID-19 sulle tematiche non finanziarie, sulle azioni di mitigazione adottate e sulle questioni sociali e attinenti al personale (con particolare attenzione ai profili riguardanti la salute, la sicurezza sul lavoro e il remote working, nonché alle politiche adottate in materia verso i propri dipendenti e collaboratori).

Il Consiglio di Amministrazione continua a monitorare con estrema attenzione l'evoluzione dell'emergenza sanitaria e, pur nell'incertezza sulla durata della situazione emergenziale e sull'estensione degli effetti economico-sociali del Coronavirus Covid-19, per quanto sopra detto ritiene al momento che gli impatti sulla performance e sulla situazione finanziaria e patrimoniale del Gruppo siano ragionevolmente limitati anche per l'esercizio 2021.

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 2020 ha incassato i seguenti contributi da Enti pubblici. (importi in Euro).

Soggetto beneficiario	Ente concedente		Tipologia di operazione	Importo
	Denominazione	Codice fiscale		
CENTRIA SRL	COMUNE DI TERRANUOVA BRACCIOLINI	00231100512	Contributi conto impianti (reti distribuzione gas)	54.218
CENTRIA SRL	COMUNE DI MURLO	80003070523	Contributi conto impianti (reti distribuzione gas)	68.129
CENTRIA SRL	INVITALIA S.P.A.	05678721001	Contributo per pandemia COVID	90.932
ESTRA S.P.A.	SVILUPPO TOSCANA SPA	00566850459	Contributo per impianti efficienza energetica	55.847
ESTRA S.P.A.	INVITALIA S.P.A.	05678721001	Contributo per pandemia COVID	51.000
TOTALE				320.126

15. Rapporti con parti correlate

Nei prospetti seguenti si riporta il dettaglio dei rapporti economici e patrimoniali intercorsi negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2020 e 2019 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 2020

Esercizio chiuso al 31 dicembre 2020								
Parte correlata / Voce di bilancio	Ricavi da cessione di beni e servizi	Altri ricavi operativi	Consumi di materie prime, sussidiarie e merci			Altri costi operativi	Proventi finanziari	Oneri finanziari
			Costi per servizi	Costi per il personale				
Consiag S.p.A.	660	199			(206)	4		357
Intesa S.p.A.	105	27			(277)	2		68
Coingas S.p.A.	71	15	33	5				67
Viva Servizi S.p.A.	14	0		210	68	2		
Soci	850	241	33	215	(415)	8		492
Edma Reti Gas S.r.l.	3.985	422	1	11.965	(27)	1		
Nuova Sirio S.r.l.	14	2						
Società sottoposte a controllo congiunto	3.999	424	1	11.965	(27)	1		
Blugas Infrastrutture S.r.l.		20					210	
Monte Urano S.r.l.	16	14		1				
A.E.S. Fano Distribuzione Gas S.r.l.	75	130		87	(13)		23	
SIG S.r.l.	29	130			(32)			
Società collegate	120	294		88	(45)		233	
Totale	4.969	959	34	12.268	(487)	9	233	492
<i>Incidenza percentuale sulla corrispondente voce di bilancio</i>	<i>0,66%</i>	<i>6,88%</i>	<i>0,01%</i>	<i>5,07%</i>	<i>(1,24%)</i>	<i>0,05%</i>	<i>6,69%</i>	<i>4,11%</i>

Esercizio 2019

Esercizio chiuso al 31 dicembre 2019								
Parte correlata / Voce di bilancio	Ricavi da cessione di beni e servizi	Altri ricavi operativi	Consumi di materie prime, sussidiarie e merci			Altri costi operativi	Proventi finanziari	Oneri finanziari
			Costi per servizi	Costi per il personale				
Consiag S.p.A.	796	315			(253)	8		412
Intesa S.p.A.	406	115		48	(287)			83
Coingas S.p.A.	82	15	49	4				78
Viva Servizi S.p.A.	33	6		437	65	1		
Soci	1.317	451	49	489	(475)	9		573
Edma Reti Gas S.r.l.	2.260	320	4	13.476	(19)	20		
Nuova Sirio S.r.l.	15	2						
Società sottoposte a controllo congiunto	2.275	322	4	13.476	(19)	20		

Esercizio chiuso al 31 dicembre 2019								
Parte correlata / Voce di bilancio	Ricavi da cessione di beni e servizi	Altri ricavi operativi	Consumi di materie prime, sussidiarie e merci	Costi per servizi	Costi per il personale	Altri costi operativi	Proventi finanziari	Oneri finanziari
Blugas Infrastrutture S.r.l.			6				145	
Monte Urano S.r.l.	14		4					
A.E.S. Fano Distribuzione Gas S.r.l.	71		55	51	(3)		40	
SIG S.r.l.	4		50		(29)			
Società collegate	89	115		51	(32)		185	
Totale	3.681	889	53	14.015	(526)	29	185	573
<i>Incidenza percentuale sulla corrispondente voce di bilancio</i>	<i>0,38%</i>	<i>3,07%</i>	<i>0,01%</i>	<i>5,48%</i>	<i>(1,34%)</i>	<i>0,17%</i>	<i>6,77%</i>	<i>4,33%</i>

- Rapporti patrimoniali

Esercizio 2020

Esercizio chiuso al 31 dicembre 2020						
Parte correlata / Voce di bilancio	Crediti commerciali	Altre attività finanziarie non correnti	Altre attività non correnti	Debiti commerciali	Indebitamento finanziario corrente e non corrente	Altre passività correnti
Consiag S.p.A.	1.531		262		11.518	2.772
Intesa S.p.A.	231		180		2.765	1.763
Coingas S.p.A.	101		80	12	2.240	1.763
Viva Servizi S.p.A.	89		2	291		702
Soci	1.952		524	303	16.523	7.000
Edma Reti Gas S.r.l.	3.177			3.825		
Nuova Sirio S.r.l.	13	230				
Società sottoposte a controllo congiunto	3.190	230		3.825		
Monte Urano S.r.l.	96					
Blugas Infrastrutture S.r.l.	1450	4.153				
A.E.S. Fano Distribuzione Gas S.r.l.	247	490		11		
SIG S.r.l.	165					
Società collegate	1.958	4.643		11		
Totale	7.100	4.873	524	4.139	16.523	7.000
<i>Incidenza percentuale sulla corrispondente voce di bilancio</i>	<i>3,03%</i>	<i>35,65%</i>	<i>9,62%</i>	<i>2,43%</i>	<i>3,55%</i>	<i>12,39%</i>

Esercizio 2019

Esercizio chiuso al 31 dicembre 2019						
Parte correlata / Voce di bilancio	Crediti commerciali	Altre attività finanziarie non correnti	Altre attività non correnti	Debiti commerciali	Indebitamento finanziario corrente e non corrente	Altre passività correnti
Consiag S.p.A.	1.815		262		13.716	5.795
Intesa S.p.A.	522		180	254	3.417	3.688
Coingas S.p.A.	114			63	3.931	3.688
Viva Servizi S.p.A.	145		1	439		1.467
Soci	2.596		443	756	21.064	14.638
Edma Reti Gas S.r.l.	5.193			4.455		
Nuova Sirio S.r.l.	77	230				
Società sottoposte a controllo congiunto	5.270	230		4.455		
Monte Urano S.r.l.	57					
Blugas Infrastrutture S.r.l.	1143	4.153				
A.E.S. Fano Distribuzione Gas S.r.l.	162	490		16		
SIG S.r.l.	65					
Società collegate	1.427	4.643		16		
Totale	9.293	4.873	443	5.227	21.064	14.638
<i>Incidenza percentuale sulla corrispondente voce di bilancio</i>	<i>3,30%</i>	<i>42,23%</i>	<i>8,38%</i>	<i>2,43%</i>	<i>3,94%</i>	<i>22,59%</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 2020 ammontano ad euro 714 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 con i Soci Intesa e Consiag hanno durata di tre anni a partire dal 01 gennaio 2019, rinnovabili tacitamente per ulteriori tre. Il contratto con il Socio Coingas ha durata di 6 anni a partire dal 01 gennaio 2020. I corrispettivi complessivi riconosciuti ai soci per l'esercizio 2020 ammontano ad Euro 2.094 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 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 2020 pari ad Euro 7.500 migliaia;

- Contratto di finanziamento erogato dal Socio Coingas S.p.A. 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 2020 pari ad Euro 740 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 2020 dal Gruppo Estra a favore dei Dirigenti Strategici è pari ad Euro 778 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 2020 e 2019.

Beneficiari	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2020			Esercizio chiuso al 31 dicembre 2019		
	Presso la capogruppo	Presso le altre società del gruppo	Totale	Presso la capogruppo	Presso le altre società del gruppo	Totale
Amministratori	366	291	657	341	311	652
Collegio Sindacale	110	350	460	131	304	435
Società di revisione	113	255	368	114	229	343

Di seguito è riportato il prospetto dei corrispettivi di competenza dell’esercizio 2020 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 2020 (€ migliaia)
Revisione legale dei conti	Revisore della capogruppo	Società capogruppo	71
		Società controllate	163
Servizi di attestazione ¹	Revisore della capogruppo	Società capogruppo	42
		Società controllate	23
Altri servizi	Revisore della capogruppo	Società capogruppo	-
	Rete del revisore della capogruppo	Società capogruppo	-
Totale			299

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, alla revisione contabile del prospetto delle spese sostenute per attività di ricerca e sviluppo dalla Capogruppo e alla revisione contabile del prospetto dei saldi a credito e a debito della Capogruppo con il Comune di Ancona.

17. Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Non si segnalano fatti di rilievo avvenuti successivamente alla chiusura dell'esercizio, ad eccezione del completamento dell'acquisizione societaria di Ecos S.r.l. come descritto nella sezione della nota integrativa relativa alle partecipazioni.

Prato, 18 marzo 2021

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 2020

**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 al 31 dicembre 2020, dal prospetto di conto economico, dal prospetto delle altre componenti di conto economico complessivo, dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario 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 2020, 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 2020, 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 2020 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 informativi, 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.

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.TR.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.TR.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.TR.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.TR.A. al 31 dicembre 2020, 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 di cui al comma 2, lettera b) dell'art. 123-bis del D. Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58, con il bilancio consolidato del Gruppo E.S.TR.A. al 31 dicembre 2020 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.TR.A. al 31 dicembre 2020 e sono redatte in conformità alle norme di legge.

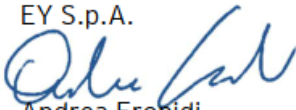
Con riferimento alla dichiarazione di cui all'art. 14, comma 2, lettera e), del D. Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39, rilasciata sulla base delle conoscenze e della comprensione dell'impresa e del relativo contesto acquisite nel corso dell'attività di revisione, non abbiamo nulla da riportare.

Dichiarazione ai sensi dell'art. 4 del Regolamento Consob di attuazione del D. Lgs. 30 dicembre 2016, n. 254

Gli amministratori della E.S.TR.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 non finanziaria.

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, 25 marzo 2021

EY S.p.A.

Andrea Eronidi
(Revisore Legale)