

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

Sede legale in Via Ugo Panziera Prato (PO)

Capitale sociale € 228.334.000,00 i. v.

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

Rea n. 0505831

RELAZIONE SULLA GESTIONE AL

BILANCIO CONSOLIDATO AL 31 DICEMBRE 2021

ORGANI SOCIALI

Consiglio di amministrazione

Presidente e Amministratore delegato Alessandro Piazzai

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 2021	5
4.	EMERGENZA EPIDEMIOLOGICA DA COVID-19	6
5.	SCENARIO DI MERCATO.....	7
6.	INDICATORI ALTERNATIVI DI PERFORMANCE	21
7.	ANDAMENTO DELLA GESTIONE – DATI ECONOMICI.....	24
8.	ANDAMENTO DELLA GESTIONE – SITUAZIONE PATRIMONIALE-FINANZIARIA	28
9.	ANDAMENTO DELLA GESTIONE – ANALISI PER STRATEGIC BUSINESS UNIT (SBU)	31
10.	RAPPORTI CON PARTI CORRELATE.....	34
11.	RICONCILIAZIONE TRA IL RISULTATO DEL PERIODO ED IL PATRIMONIO NETTO DI GRUPPO CON GLI ANALOGHI VALORI DELLA CAPOGRUPPO.....	35
12.	FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DELL'ESERCIZIO	35
13.	EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE	36
14.	NORMATIVA DI SETTORE.....	37
15.	RISCHI ED INCERTEZZE	51
16.	USO DI STRUMENTI FINANZIARI	59
17.	DICHIARAZIONE NON FINANZIARIA.....	60
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)	60
19.	ORGANIZZAZIONE SISTEMI INFORMATIVI	61
20.	PERSONALE E FORMAZIONE.....	61
21.	QUALITÀ, AMBIENTE E SICUREZZA.....	62
22.	RICERCA E SVILUPPO.....	64
23.	ALTRE INFORMAZIONI	64

1. SINTESI DELL'ESERCIZIO

Nonostante il contesto di mercato complicato dal protrarsi dell'emergenza epidemiologica da COVID-19 e dalla volatilità del mercato energetico, nell'esercizio 2021 il Gruppo Estra ha conseguito risultati gestionali molto positivi ed in significativa crescita rispetto all'esercizio 2020, dimostrando solidità, resilienza e capacità di adattamento ai nuovi scenari.

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

L'esercizio 2021 chiude con un utile netto ("reported") di 32,9 milioni di euro, rispetto a 70,3 milioni di euro dell'esercizio precedente, che erano influenzati da significative poste straordinarie (in particolare, gli effetti sulle imposte sul reddito dall'applicazione della norma in materia di rivalutazione e riallineamento, di cui alla legge n. 126 del 13 ottobre 2020 di Euro 48.989 migliaia).

Escludendo gli effetti non ricorrenti, l'esercizio 2021 evidenzia una performance decisamente migliore, con un utile netto ("*adjusted*") che passa da 24,6 milioni di euro del 2020 a 28,6 milioni di euro del 2021.

In particolare, i settori della vendita di gas naturale ed energia elettrica e della distribuzione di gas naturale confermano performance molto positive e risultano in sensibile espansione le attività di efficientamento energetico anche grazie anche agli incentivi fiscali per i committenti di recente introduzione.

Rinviando al proseguo della relazione per una disamina più approfondita, il Gruppo ha conseguito nell'esercizio 2021 ricavi *adjusted* in aumento di 297,8 milioni di Euro rispetto al 2020 (principalmente per effetto dell'aumento del prezzo delle commodity, dei maggiori volumi venduti di energia elettrica ai clienti e dei maggiori volumi di gas venduti al PSV per attività di bilanciamento).

L'esercizio 2021 chiude con un margine operativo lordo *adjusted* (EBITDA *adjusted*), pari a 112,2 milioni di Euro in aumento di 5,4 milioni (+5%) in confronto all'esercizio 2020 (106,7 milioni di Euro).

Il risultato operativo netto *adjusted* (EBIT *adjusted*) si è attestato a 50,5 milioni di Euro, in aumento di 5,0 milioni di Euro rispetto al 2020 (45,5 milioni di Euro), dopo ammortamenti ed accantonamenti stabili rispetto all'esercizio 2020.

L'utile netto di esercizio *adjusted* è pari a 28,6 milioni di Euro in aumento di 4,0 milioni di Euro in confronto al 2020, con una gestione finanziaria *adjusted* in miglioramento rispetto al 2020 per 0,2 milioni di euro e maggiori imposte sul reddito *adjusted* per Euro 1,3 milioni di Euro.

Il patrimonio netto del Gruppo al 31 dicembre 2021 si è attestato a 413,0 milioni di Euro (392,4 milioni di Euro al 31 dicembre 2020) anche per effetto del primo consolidamento patrimoniale di Edma Reti Gas S.r.l. come sotto illustrato. L'incidenza del patrimonio netto sul capitale raccolto passa dal 57,4% del 2020 al 63,2% del 2021.

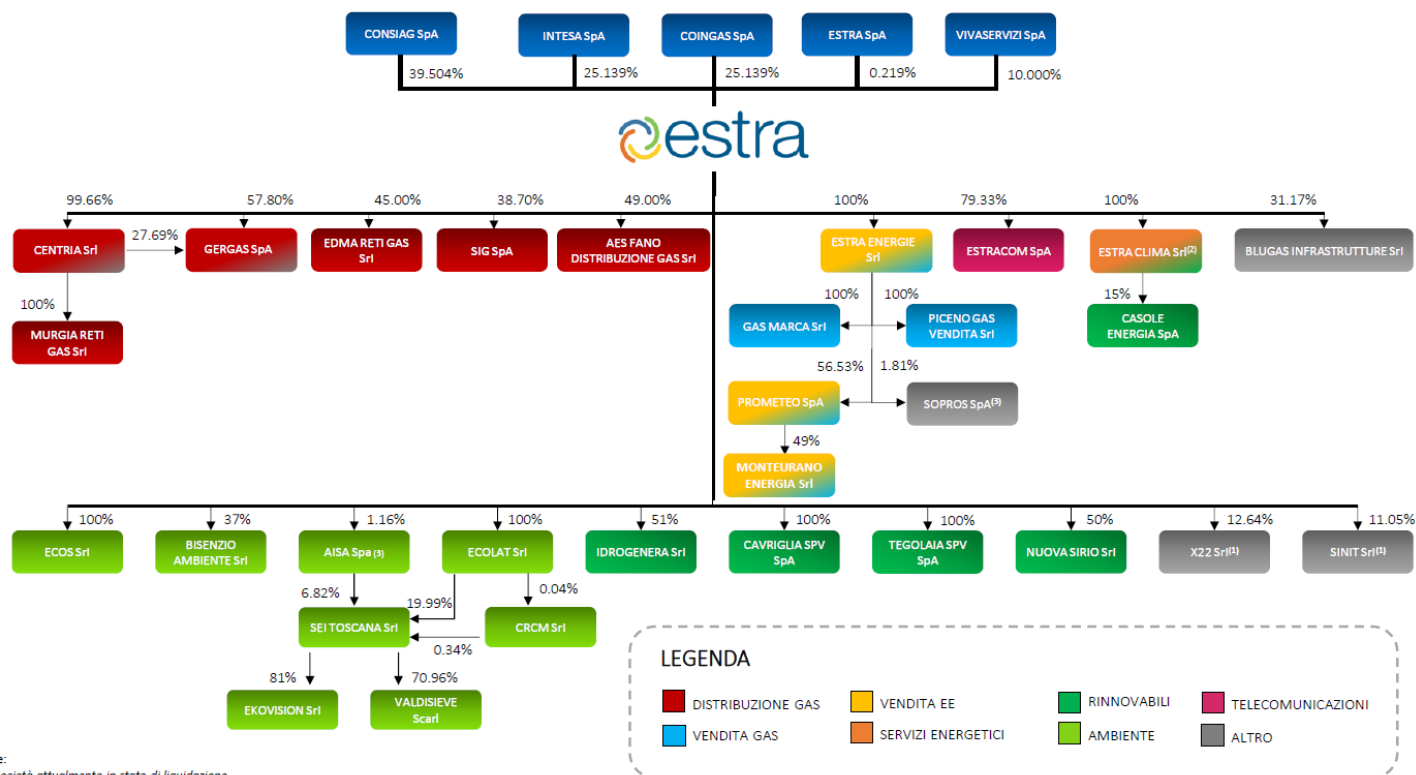
L'indebitamento finanziario netto a fine esercizio è pari a 240,1 milioni di Euro, in miglioramento rispetto al 31 dicembre 2020 (Euro 291,4 milioni) grazie alla maggiore generazione di cassa operativa e alla variazione del capitale circolante netto.

In continuità con l'approccio strategico adottato negli ultimi esercizi, nell'esercizio 2021 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 al conflitto in corso tra Russia ed Ucraina, il Consiglio di Amministrazione di Estra tiene costantemente monitorata l'evoluzione del contesto economico generale, individuando, laddove possibile, azioni di mitigazione dei rischi.

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) Società attualmente in stato di liquidazione
 (2) Estra Clima detiene il 30% di Città Metropolitana di Venezia I Smart City Srl e il 30% di Città Metropolitana di Venezia II Smart City Srl, società destinate alla vendita al 31/12/2021

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:

- “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;
- “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, trattamento 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 2021

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 SCISSIONE DEL SOCIO VIVA SERVIZI S.P.A. E ACQUISIZIONE DEL CONTROLLO DI EDMA RETI GAS S.R.L. DA PARTE DI ESTRA S.P.A.

In data 30 luglio 2021 l'Assemblea degli azionisti di Viva Servizi S.p.A., socio di Estra S.p.A., ha approvato una scissione parziale finalizzata al trasferimento in una società di nuova costituzione denominata Viva Energia S.p.A. delle:

- (i) azioni detenute da Viva Servizi in Estra S.p.A., corrispondenti al 10% del suo capitale sociale;
- (ii) azioni detenute da Viva Servizi in Edma Reti Gas S.r.l., società che svolge attività di distribuzione di gas naturale in 15 comuni ubicati nella provincia di Ancona (nelle Marche), di cui Estra S.p.A. detiene il 45% del capitale sociale. La partecipata gestisce oltre 1.300 km di rete di distribuzione del gas naturale, circa 117 mila punti di consegna e una RAB di circa 69 milioni di euro. Le azioni oggetto della scissione rappresentano il 55% del capitale sociale di Edma Reti Gas S.r.l..

In tale contesto, Estra S.p.A. e Viva Servizi S.p.A. hanno concordato alcune modifiche statutarie di Edma Reti Gas, approvate dall'Assemblea degli azionisti del 28 ottobre 2021 e la stipula di un nuovo patto parasociale che hanno conferito ad Estra S.p.A. il controllo di fatto di Edma Reti Gas S.r.l., attribuendole il potere di determinare le politiche finanziarie, gestionali e strategiche della partecipata. Conseguentemente la società è stata consolidata integralmente nel bilancio consolidato 2021.

Si rinvia al paragrafo della nota integrativa sulle Aggregazioni aziendali per l'illustrazione degli effetti contabili del cambio di metodo di consolidamento.

Inoltre, dal 3 dicembre 2021 è divenuta efficace la Scissione Viva Servizi S.p.A.. Di conseguenza, Viva Energia S.p.A. è diventata azionista di Estra S.p.A. in sostituzione di Viva Servizi S.p.A..

3.2 ACQUISIZIONE DI ECOS S.R.L.

In esecuzione di un accordo di investimento sottoscritto il 24 aprile 2020 e sue successive modifiche, ad inizio dell'esercizio 2021, 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 S.r.l. 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 ha tenuto 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, avvenuto nel 2021 per Euro 2.600 migliaia.

Si rinvia al paragrafo della nota integrativa sulle Aggregazioni aziendali per l'illustrazione degli effetti contabili sul bilancio consolidato 2021 dell'acquisizione societaria.

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

In data 30 marzo 2020, Estra S.p.A., Consiag S.p.A. (socio di Estra S.p.A. al 39,5%) e Cipeco S.r.l. hanno sottoscritto un accordo di investimento che prevede una serie di operazioni finalizzate alla progressiva acquisizione da parte di Estra S.p.a. e di Consiag S.p.A. dell'intero capitale sociale di Bisenzio Ambiente S.r.l. da Cipeco S.r.l., nonché il rimborso del finanziamento di Euro 7.804 migliaia originariamente concesso da Cipeco S.r.l. a Bisenzio Ambiente S.r.l.

L'iniziativa si inserisce nella strategia del Gruppo di investire nel settore ambientale, anche in ottica di diversificazione del proprio business.

Come previsto dal contratto di investimento, in data 22 aprile 2020, Estra S.p.A. ha acquisito una quota del 5% di Bisenzio Ambiente mediante sottoscrizione di un aumento di capitale sociale di Euro 39.000 deliberato dal socio Cipeco a favore di terzi. Estra S.p.A. ha inoltre prestato una garanzia alla Regione Toscana per l'importo di Euro 1.867 migliaia necessario allo svolgimento delle operazioni di selezione e smaltimento dei rifiuti.

In data 6 aprile 2021 Estra S.p.A., Consiag S.p.A. hanno stipulato con Cipeco S.r.l. un nuovo accordo (successivamente modificato in data 28 febbraio 2022), superando l'originario accordo di investimento, in base al quale hanno stabilito di perfezionare l'acquisizione in due step:

- in data 28 aprile 2021, Estra S.p.A. ha acquistato una partecipazione del 31,8% in Bisenzio Ambiente per un corrispettivo di Euro 1.767 migliaia e Consiag S.p.A. ha acquistato una partecipazione del 4,2% per Euro 233 migliaia;
- successivamente, in data 31 marzo 2022, Estra S.p.A. e Consiag S.p.A. hanno acquistato il residuo 54% del capitale sociale di Bisenzio Ambiente per un corrispettivo complessivo di Euro 2.500 migliaia, di cui Estra S.p.A. ha acquistato il 38,2% e Consiag S.p.A. il 15,8%. Il corrispettivo è soggetto a un meccanismo di conguaglio, che può comportare un incremento fino ad Euro 500 migliaia al verificarsi delle condizioni applicabili.

Essendo l'acquisizione del controllo avvenuta dopo la chiusura dell'esercizio, la società è valutata con il metodo del patrimonio nel presente bilancio consolidato al 31 dicembre 2021.

4. EMERGENZA EPIDEMIOLOGICA DA COVID-19

Lo scenario macroeconomico ha registrato un significativo miglioramento nel corso dell'esercizio 2021 grazie al successo della campagna vaccinale anti COVID-19 consentendo la graduale riapertura delle economie e la ripresa di buona parte delle attività produttive, per quanto varie attività produttive ed i comportamenti dei consumatori non sono ancora tornati alla normalità pre-pandemia ed allo stesso tempo permangono rischi di possibili rallentamenti legati a nuove varianti del virus che possono interferire con la traiettoria di crescita dell'economia e con la ripresa della domanda energetica.

In tale contesto di ripresa economica, la domanda di gas naturale ha registrato un notevole rialzo rispetto al livello registrato durante il picco pandemico nel secondo trimestre 2020.

La diversificazione del portafoglio di business del Gruppo, caratterizzato da un bilanciamento tra attività a libero mercato e attività regolate, 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 hanno rappresentato i principali fattori in grado di limitare fortemente, già nel 2020, gli impatti dell'emergenza pandemica.

Nel corso del 2021, tutti i settori di attività del Gruppo impattati nel 2020 dall'emergenza pandemica hanno beneficiato dell'assenza di lockdown e della graduale ripresa delle attività produttive e, in particolare:

- la vendita di gas naturale ed energia elettrica per effetto della ripresa dei consumi soprattutto da parte di clienti retail ed industriali, ridotti nel 2020 per effetto della chiusura delle attività nel periodo di lockdown e della successiva riapertura a livelli ridimensionati;
- la distribuzione di gas naturale per effetto del venir meno del ridimensionamento nei mesi di lockdown del 2020 di tutte le attività di investimento procrastinabili poiché non direttamente legate alla sicurezza e alla continuità del servizio e della riduzione degli allacci e delle prestazioni per conto del cliente;
- l'efficientamento energetico, per effetto della riapertura dei cantieri sospesi nei mesi di lockdown del 2020.

Il Consiglio di Amministrazione di Estra continua a monitorare 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.

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.

5. SCENARIO DI MERCATO

Quadro Macroeconomico

Il contesto macroeconomico del 2021 vede le economie globali inserite per il secondo anno consecutivo in uno scenario ancora caratterizzato dall'epidemia di Covid -19.

La contrazione delle attività economiche globali susseguita alle misure di contenimento quali lockdown e limitazione alla mobilità, ha evidenziato un andamento altalenante determinato dagli sviluppi epidemiologici e dalle campagne di vaccinazione intraprese, riflettendo incertezza su tempi e intensità di ripresa ¹.

Nel corso del 2021 si è verificato un graduale recupero della mobilità internazionale, la quale si è avvicinata ai livelli pre-pandemici; tuttavia il persistere di diverse misure di restrizione adottate dai paesi per contenere il diffondersi dell'epidemia ha continuato ad influire sull'accesso ai servizi ricreativi e al settore del turismo². Gli scambi commerciali hanno recuperato lo stadio antecedente la crisi sanitaria, seppur risentendo delle difficoltà di approvvigionamento delle materie, in parte connessa alla rapidità della ripresa su scala globale³.

In questo scenario, il PIL 2021 globale, secondo i dati diffusi dall'OCSE, si è attestato al 5,6%, registrando un incremento di nove punti percentuali rispetto al 2020⁴.

Per quanto riguarda l'andamento del commercio internazionale, dopo una generale contrazione del 2020 determinata dal quadro pandemico globale, nei primi mesi del 2021 si è osservata una ripresa degli scambi che è proseguita secondo ritmi sostenuti per tutto il primo trimestre. Tale trend si è mantenuto anche per il secondo trimestre dell'anno, risentendo però delle criticità nell'approvvigionamento di materie prime, quali i semiconduttori, e nella gestione di logistica e trasporti ⁵. Il perdurare di tali criticità ha determinato un rallentamento del commercio globale nella parte finale del 2021, che ha risentito delle pressioni della domanda di beni di consumo ⁶.

Complessivamente nel corso del 2021 gli scambi commerciali hanno riportato un valore positivo del 10,8 %, mentre l'anno precedente si era verificata una contrazione di 8,4 punti percentuale dovuta alla diffusione del Covid-19.

¹ Bollettino economico – Banca d'Italia 1/2022

² Bollettino economico - Banca d'Italia 4/2021

³ Bollettino economico - Banca d'Italia 4/2021

⁴ Bollettino economico – Banca d'Italia 1/2022

⁵ Bollettino economico - Banca d'Italia 4/2021

⁶ Bollettino economico – Banca d'Italia 1/2022

La crescita economica ha avuto un andamento in ascesa anche nei maggiori Paesi avanzati. In particolar modo osserviamo che il Regno Unito ha avuto una crescita del Pil del 6,9%; tale dato riflette la ripresa del paese dopo il duro colpo della pandemia (nell'esercizio precedente il Regno Unito riportava il PIL più contratto delle economie globali avanzate, -9,7%)⁷.

Con riguardo agli altri paesi avanzati, il PIL del Giappone è complessivamente cresciuto dell' 1,8 % nel 2021 mentre gli Stati Uniti hanno osservato un aumento del PIL del 5,6 % (previsionale su dati OCSE)⁸

Anche le economie dei paesi emergenti hanno riscontrato una tendenza crescente.

Nello specifico, in Cina, dove l'insorgere di nuovi focolai negli ultimi mesi del 2021 ha reso necessario l'adozione di nuove misure di contenimento della diffusione del virus, e il conseguente rallentamento nelle catene globali di fornitura, la crescita del PIL per l'anno 2021 è stata dell'8,1%. L'evoluzione crescente si osserva anche con riguardo all'India (PIL 9,4 % previsionale su dati OCSE, valore più alto tra i paesi emergenti), al Brasile (PIL 5,0 % previsionale su dati OCSE) e Russia (PIL 4,3 % previsionale su dati OCSE).

Secondo le proiezioni dell'Unione Europea, l'economia dell'Area Euro per il 2021 è cresciuta del 5,2%. L'espansione si è susseguita nei primi due trimestri dell'anno, seguita poi da un rallentamento nella parte finale dell'anno, come conseguenza della risalita dei contagi e della reintroduzione di misure di contenimento nonché dal perdurare delle strozzature dell'offerta che hanno coinvolto tutta la catena produttiva. L'aumento del Pil è stato per lo più sostenuto dall'incremento dei consumi delle famiglie e in minor parte dalla domanda estera⁹. Lo sviluppo più rilevante si è riscontrato nell'incremento dei servizi; di contro, nell'industria in senso stretto e nelle costruzioni l'andamento è stato piuttosto statico.

Se si analizza l'avanzamento dei principali Stati dell'area notiamo che l'intensità di crescita non si differenzia molto tra uno Stato e l'altro. In particolare, nel II trimestre del 2021 in Francia osserviamo un aumento del PIL dell'1,3%, in Germania del 2%, in Italia del 2,7% e in Spagna dell'1,2 %.

In tale contesto economico il PIL italiano del 2021 è aumentato del 6,5 % rispetto al 2020 (stima preliminare Istat), evidenziando nel quarto trimestre dell'anno un incremento di 0,6 punti percentuali rispetto al trimestre precedente, in rallentamento rispetto ai primi nove mesi dell'anno¹⁰. Ciò è principalmente dovuto alla significativa risalita dei contagi, impattando così sui consumi influenzati dal peggioramento delle aspettative sulla ripresa economica del Paese.

La crescita del PIL nazionale è stata per la maggior parte sostenuta dall'espansione dei consumi delle famiglie. Di particolare rilievo risulta la ripresa dei consumi in materia di commercio, trasporti e alloggi come riflesso dell'allentamento delle misure di restrizione, determinando in tal modo una decisa accelerazione nel comparto terziario¹¹.

La spesa delle famiglie riflette l'andamento del PIL durante l'anno: in espansione nel primo e secondo trimestre dell'anno e in diminuzione nei mesi finali del 2021. I consumi sono stati sostenuti dalla domanda di beni e servizi, con un rilievo particolare in riferimento ai primi. La spesa in beni è infatti tornata, nel corso dell'esercizio appena concluso, sui livelli pre-emergenza sanitaria. Tale andamento dei consumi è da imputare in gran parte alla ripresa del mercato occupazionale, sostenuto dal rinforzo delle posizioni di lavoro dipendente e delle ore lavorate e da un progressivo rallentamento nel ricorso alla cassa integrazione. L'incremento è stato sostenuto in larga parte dal numero contratti a tempo determinato, circa 365.000 su 597.000 assunzioni¹². Altro dato rilevante che si registra in merito al mercato del lavoro del 2021 è l'elevata mobilità tra lavoratori e imprese. Continua ad essere penalizzata l'occupazione femminile nell'anno: le donne lavoratrici incidono soltanto per un terzo sul saldo dei contratti indeterminati, a fronte di un rafforzamento per lo stesso anno dell'occupazione maschile¹³.

Nel corso del 2021 la produzione industriale in Italia è cresciuta al ritmo di 1 punto percentuale a trimestre, in diminuzione negli ultimi tre mesi dell'anno connesso al calo produttivo di beni strumentali ed intermedi come diretta conseguenza della difficoltà di approvvigionamento delle materie prime riscontrata a livello globale. È proseguita per tutto il corso dell'anno l'espansione favorevole del mercato immobiliare (in particolar modo nel comparto residenziale) con un' accelerazione nel terzo trimestre del 2021 dei prezzi delle abitazioni¹⁴.

⁷ Bollettino economico – Banca d'Italia 1/2022

⁸ Bollettino economico – Banca d'Italia 1/2022

⁹ Banca Centrale Europea – Eurosystema, link :

https://www.ecb.europa.eu/pub/projections/html/ecb.projections202109_ecbstaff~1f59a501e2.it.html

¹⁰ Stima preliminare del PIL – ISTAT – 31 gennaio 2022

¹¹ Bollettino economico – Banca d'Italia 1/2022

¹² Il mercato del lavoro: dati e analisi – Banca d'Italia EUROSISTEMA – 22 Gennaio 2022

¹³ Il mercato del lavoro: dati e analisi – Banca d'Italia EUROSISTEMA – 22 Gennaio 2022

¹⁴ Bollettino economico – Banca d'Italia 1/2022

Per quanto riguarda gli scambi con l'estero, nel primo trimestre del 2021 le esportazioni di beni e servizi sono cresciute di uno 0,5% rispetto al periodo precedente, trahettate principalmente dalla componente dei beni¹⁵. Lo stesso andamento crescente è stato mantenuto anche nei due trimestri successivi, le esportazioni sono state in questo caso sostenute soprattutto dal comparto dei servizi, come riflesso della ripresa dei flussi turistici¹⁶. La lieve discesa nell'esportazione di beni nella parte finale dell'anno è da ricollegarsi al perdurare delle strozzature dell'offerta. In tutto il 2021 le esportazioni italiane hanno superato i livelli dei principali partner europei quali Francia e Germania.

Le importazioni hanno seguito un andamento analogo durante il corso dell'anno riflettendo l'andamento della domanda nazionale e traducendosi in acquisti di beni di investimento e scorte di magazzino¹⁷.

In un quadro economico e sociale europeo così fortemente segnato dall'andamento della pandemia da Covid-19, gli interventi intrapresi dall'Europa per favorire la ripresa economica degli Stati e riparare i danni derivanti dalla crisi sanitaria si ritrovano nel piano "Next Generation EU": il pacchetto da oltre 750 miliardi di euro volto a incentivare le singole economie dell'Unione.

In questo contesto si inserisce il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza, lo strumento che traccia gli obiettivi, le riforme e gli investimenti che l'Italia intende realizzare per avere accesso ai fondi previsti dal fondo europeo. Nello specifico, il Piano presentato ed approvato dalla Commissione Europea, prevede investimenti per oltre 200 Mld di euro e si sviluppa intorno a tre assi strategici, condivisi a livello europeo: Digitalizzazione e Innovazione, Transizione Energetica, Inclusione Sociale. Il Piano si articola in 16 Componenti, raggruppate all'interno di 6 Missioni:

- Digitalizzazione, Innovazione, Competitività, Cultura: stanziati oltre 49 miliardi con l'obiettivo di promuovere la trasformazione digitale del Paese, sostenere l'innovazione del sistema produttivo ed investire in turismo e cultura.
- Rivoluzione verde e transizione ecologica: con 68,6 miliardi stanziati pone tra gli obiettivi il miglioramento della sostenibilità del Paese ed assicurare una sua transizione ambientale equa e inclusiva.
- Infrastrutture per una Mobilità Sostenibile: stanziati 31,5 miliardi al fine di sostenere un'infrastruttura di trasporto moderna, sostenibile ed estesa a tutte le aree del Paese.
- Istruzione e Ricerca: stanziati 31,9 miliardi con l'obiettivo di rafforzare il sistema educativo, la ricerca e il trasferimento tecnologico.
- Inclusione e Coesione: stanziati complessivamente 22,6 miliardi per facilitare la partecipazione al mercato del lavoro e favorire l'inclusione sociale.
- Salute: stanziati 18,5 miliardi con l'obiettivo di rafforzare la prevenzione e i servizi sanitari sul territorio.

A rendere ulteriormente incerto il quadro economico e sociale mondiale vi è l'escalation delle tensioni tra Russia e Ucraina con cui è iniziato il 2022. La diplomazia internazionale, nei primi due mesi dell'anno, ha lavorato al fine di aprire il dialogo e trovare una via di uscita diplomatica per scongiurare il conflitto armato, temendo conseguenze importanti sulle forniture di gas di Mosca verso l'Europa con ricadute sui prezzi delle materie prime e conseguenti rincari energetici, eventi che hanno già iniziato a verificarsi dalla fine del 2021. Malgrado le iniziative diplomatiche, il 24 febbraio 2022, è iniziata l'invasione armata della Russia in Ucraina. Ai primi giorni di marzo nonostante i primi negoziati tra gli Stati coinvolti, la crisi è ancora aperta e il conflitto tuttora in corso. Tale situazione rafforza i timori sulle future forniture di gas da parte della Russia verso gli Stati dell'Unione europea e l'incertezza sull'evoluzione del quadro economico e sociale globale.

Politica monetaria

Come l'anno precedente, il 2021 è stato caratterizzato in tutti i principali paesi europei e mondiali, da una politica monetaria fortemente espansiva¹⁸, ritenuta indispensabile per sostenere la ripresa globale.

Dopo la contrazione dell'anno 2020, seguita alla diffusione dell'epidemia di Covid-19 e alle relative misure di contenimento adottate nei vari paesi del mondo, l'attività economica globale nel 2021 ha dato forti segnali di ripresa seppur in modo discontinuo nel corso dell'anno e con valori eterogenei tra le varie aree mondiali.

In questo quadro globale in miglioramento, ma condizionato dalle incertezze legate all'evoluzione della pandemia (diffondersi di nuove varianti, ritardi nelle campagne di vaccinazione), nelle aree dei principali

¹⁵ Bollettino economico - Banca d'Italia 3/2021

¹⁶ Bollettino economico - Banca d'Italia 1/2022

¹⁷ Bollettino economico - Banca d'Italia 1/2022

¹⁸ la politica monetaria espansiva è una manovra condotta dalla Banca Centrale ed è caratterizzata da una riduzione dei tassi di interesse, al fine di stimolare l'offerta di moneta delle banche alle imprese e, di conseguenza, gli investimenti e la produzione di beni e servizi.

avanzati, le Autorità hanno ritenuto che il mantenimento di condizioni di finanziamento favorevoli e di politica monetaria espansiva fossero indispensabili per sostenere la ripresa.

Negli Stati Uniti, la Federal Reserve ha confermato nei primi tre trimestri dell'anno l'orientamento ad una politica monetaria espansiva già avviato nell'anno precedente, proseguendo gli acquisti di titoli e annunciando che questi ritmi sarebbero stati mantenuti fino all'effettivo conseguimento di progressi sostanziali nel raggiungimento degli obiettivi di massima occupazione e stabilità dei prezzi. Solo nell'ultimo trimestre 2021, è iniziata la normalizzazione delle politiche monetarie. In particolare, da novembre, la Federal Reserve ha avviato un rallentamento nel ritmo di acquisto di titoli a cui è stato dato un seguito e un'accelerazione nei successivi mesi di dicembre e gennaio (l'iniziale target mensile per gli acquisti di titoli, corrispondente a 120 miliardi, è stato ridotto di 15 miliardi a novembre e dicembre e di 30 miliardi a gennaio). Se questo ritmo rimanesse invariato, il programma di acquisti si concluderebbe nel marzo 2022¹⁹. Nell'area Euro, per tutto il 2021 la BCE ha ritenuto il mantenimento di condizioni di finanziamento favorevoli condizione essenziale per assicurare il proseguimento della ripresa. Per tale motivo nel corso dell'anno il Consiglio Direttivo della BCE ha deciso di mantenere elevato il ritmo degli acquisti di titoli nell'ambito del "Programma di acquisto per l'emergenza pandemica" (Pandemic Emergency Purchase Programme – PEPP). Allo stesso modo sono proseguiti in maniera regolare gli acquisti di titoli pubblici e privati nell'ambito del "Programma di acquisto di attività finanziarie" (Asset Purchase Programme, APP). Il valore di Bilancio dei due portafogli titoli, risultava rispettivamente pari a 3.123 miliardi alla fine di Dicembre (APP), e 1.536 miliardi alla fine di Novembre (PEPP)²⁰.

A partire da dicembre, la BCE ha deciso di rivedere il piano per la futura conduzione dei programmi di acquisto di attività, ritenendo che i progressi compiuti sul fronte della ripresa economica e verso il conseguimento dell'obiettivo di inflazione nel medio termine, consentano una graduale riduzione del ritmo degli acquisti di attività.

Tenuto conto dell'elevata incertezza, la BCE ha comunque confermato che la conduzione della politica monetaria sarà aperta a diverse opzioni in relazione all'evoluzione del quadro macroeconomico, ribadendo la necessità di mantenere un orientamento flessibile. A tal fine ha confermato che gli acquisti netti proseguiranno sino a quando necessario per rafforzare lo stimolo derivante dal basso livello dei tassi di riferimento e termineranno poco prima dell'avvio della fase di rialzo dei tassi ufficiali.

Andamento del mercato energetico

Il 2021 è stato un anno significativo per il prezzo del petrolio dopo il più intenso crollo della storia avvenuto nel 2020, a causa della pandemia e il conseguente del blocco delle attività economiche a livello mondiale.

La ripresa delle attività economiche nonché la fine dello stop alla mobilità in virtù del rallentamento dell'epidemia sanitaria, hanno fatto aumentare la domanda di petrolio con dirette ripercussioni sui relativi prezzi, con aspettative di ritorno sui livelli pre-pandemici²¹.

Nella prima metà di gennaio 2021 i prezzi ICE Brent hanno superato i 56 dollari al barile, un livello che non si vedeva da febbraio 2020²². Alla chiusura di venerdì 31 dicembre 2021 il Brent ha raggiunto il prezzo di 77,8 dollari al barile. Globalmente la domanda di petrolio è stata sostenuta dal settore dei trasporti, informazione che focalizza l'attenzione sui futuri sviluppi legati all'elettrificazione degli spostamenti e per la volatilità sui prezzi che ne può conseguire²³.

In questo contesto di crescita, l'andamento epidemiologico e l'impennata dei casi di Covid-19 nel terzo trimestre dell'anno, dovuti alla comparsa della nuova variante Omicron, hanno comportato un rallentamento della ripresa del mercato petrolifero, dovuto all'inasprimento delle misure di contenimento della pandemia²⁴.

A novembre 2021 l'OPEC Plus²⁵ è stata chiamata a decidere su un eventuale aumento della produzione di petrolio, spinta dalle forti pressioni dei maggiori Paesi consumatori, con gli Stati Uniti in testa. Tuttavia,

¹⁹ Bollettino economico – Banca d'Italia 1/2022

²⁰ Bollettino economico – Banca d'Italia 1/2022 Tavola 4

²¹ International Energy Agency | World Energy Outlook 2021

²² International Energy Agency – Oil Market Report 19 January 2021

²³ Resources for the future - Global Energy Outlook 2021: Pathways from Paris

²⁴ International Energy Agency – Oil Market Report 14 December 2021

²⁵ 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).

l'OPEC+ ha continuato a mantenere una linea prudente, seguendo la strategia inizialmente avviata che vede una produzione di 400.000 barili al giorno²⁶.

Secondo l'Agenzia Internazionale per l'Energia (IEA) nel 2022, il consumo di greggio dovrebbe raggiungere i 99.7 milioni di barili al giorno (200.000 in più rispetto al 2019) nonostante gli sforzi per ridurre il consumo di combustibili fossili per mitigare cambiamento climatico. Grazie a questa stima il consumo globale di greggio dovrebbe raggiungere i livelli pre - pandemici²⁷.

Il 2021 ha fatto aumentare la domanda globale di elettricità di oltre il 6%, il più alto incremento dalla ripresa della crisi finanziaria del 2010²⁸. Tale andamento è stato sostenuto nuovamente dalla ripresa delle attività economiche a livello mondiale, connesso ad inverni più freddi ed estati più calde. Il rimbalzo della domanda complessiva di energia ha fatto salire i prezzi all'ingrosso dell'elettricità, che hanno risentito dell'aumento dei prezzi di carbone e gas naturale, ancora alla base della produzione dell'elettricità, nonostante l'aumento delle energie rinnovabili. La produzione di elettricità tramite centrali a carbone ha raggiunto una crescita del 9%, valore più alto dal 2011. Un incremento del 2% si registra anche per il gas naturale, che compensa così i risultati in calo del 2020. Risultati positivi anche per le fonti rinnovabili, che registrano un valore in incremento di 6 punti percentuali.

Per quanto riguarda la borsa elettrica, nel 2021 il prezzo di acquisto dell'energia (PUN)²⁹ è salito al suo massimo storico di 125,46 €/MWh, invertendo la tendenza ribassista iniziata nel 2019 ed acuita nel 2020 (anno in cui ha raggiunto il suo minimo storico a 38,92 €/MWh³⁰). Il forte incremento registrato rispetto all'anno precedente accomuna il mercato italiano a tutte le principali quotazioni elettriche europee e trova origine nella rapida e progressiva escalation dei prezzi del gas e della CO₂³¹. La ripresa dei volumi dopo il lockdown del 2020 ha sostenuto inoltre i prezzi. La crescita del PUN ha riguardato tutto l'arco del 2021 ma è stato particolarmente importante nell'ultimo trimestre dell'anno, quando il prezzo dell'elettricità in Italia è salito mediamente sui 242 €/MWh in corrispondenza di una rapida progressione che nel periodo ottobre-dicembre ha alimentato i prezzi del gas, del carbone della CO₂.

Il 2021 ha segnato anche una ripresa dei volumi di energia elettrica scambiati sul Mercato del Giorno Prima (MGP) registrando un valore pari a 290,4 TWh, valore superiore di 3,9 punti percentuali rispetto al minimo storico toccato nel 2020³². Gli scambi over the counter registrati sulla PCE e nominati nel MGP hanno subito un ulteriore calo storico rispetto ai valori del 2020 con un valore pari a 69,1 TWh, in diminuzione dell'1,5%. I volumi negoziati in borsa si sono attestati invece a 221,3 TWh, con un incremento del 5,7% rispetto al 2020.

Una dinamica al rialzo è stata osservata anche relativamente alle quotazioni del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale nazionale (PSV) che è salita ai livelli record di 47,0 €/MWh con un aumento di 36 €/MWh rispetto al 2020³³. Tale andamento è risultato analogo con le quotazioni dei principali hub europei, con il TTF³⁴ che ha aggiornato nel 2021 il suo massimo assoluto a 46,5 €/MWh, aumentando di 37€/MWh rispetto all'anno precedente. Lo spread PSV-TTF ha invece raggiunto il suo livello più basso di sempre arrivando a 0,5 €/MWh.

L'inizio del 2022 ha visto una inversione di rotta per quanto riguarda i consumi civili ed industriali di gas i quali hanno registrato una contrazione dopo mesi di crescita. Secondo le elaborazioni della Staffetta Quotidiana sui dati di Snam Rete Gas, nel mese di gennaio l'Italia ha consumato 9.732,2 milioni di mc, circa 210 mln in meno che nel gennaio 2021 (-2,2%). Tale fenomeno potrebbe trovare spiegazione nel trend internazionale al rialzo dei costi del settore energia che riflettono gli incrementi dei costi della materia prima, avviati già dalla fine del 2021. In tale contesto, l'evolversi del conflitto tra Russia e Ucraina getta ulteriori preoccupazioni sugli scenari nazionali ed internazionali.

²⁶ AGI Agenzia Italia - I motivi per cui l'Opec+ non vuole aumentare la produzione di petrolio, <https://www.agi.it/economia/news/2021-11-05/motivi-opec-non-vuole-aumentare-produzione-petrolio-14439908/>

²⁷ International Energy Agency – Rapporto sul mercato petrolifero gennaio 2022

²⁸ International Energy Agency - Electricity Market Report – January 2022

²⁹ Prezzo Unico Nazionale

³⁰ Newsletter GME gennaio 2021

³¹ Newsletter GME gennaio 2022

³² Newsletter GME gennaio 2022

³³ Newsletter GME gennaio 2022

³⁴ 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 2021	Variazione %
Importazioni	71.641	8,9
Produzione Nazionale	3.127	(18,5)
Erogazioni da stoccaggi	11.292	(2,1)
Totale immesso	86.060	6,1
Servizi e usi residenziali	33.373	8,4
Usi industriali	14.058	6,7
Usi termoelettrici	25.979	6,4
Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*	2.818	31,8
Totale domanda	76.228	8,1
Iniezioni negli stoccaggi	9.832	(7,2)
Totale prelevato	86.060	6,1

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

Nel 2021 i consumi di gas naturale in Italia sono tornati a crescere rispetto all'anno precedente attestandosi a 76.228 milioni di mc (con un aumento dell'8% rispetto al 2020), livello più alto degli ultimi dieci anni³⁵.

La ripresa della domanda ha fatto registrare valori più elevati nei vari settori, facendo registrare in quello industriale 14.058 milioni di mc (+6,7%), e in quello termoelettrico 25.979 milioni di mc (+6,4%); il valore più elevato si registra con riguardo ai consumi del settore civile: 33.373 milioni di mc (+8,4%). Particolarmente importante risulta essere il valore relativo alle esportazioni di gas con un aumento del 31,8% rispetto al 2020 e un valore complessivo di 2.818 milioni di mc.

Valori più alti si sono registrati inoltre sul lato dell'offerta. Le importazioni sono infatti salite a 71.641 milioni di mc (+8,9%), dato massimale dal 2011. L'import tramite gasdotto ha fatto registrare un +16% rispetto al 2020 mentre si sono ridotti i flussi tramite rigassificatori con un -22% rispetto all'esercizio precedente. Maggiori prelievi si sono registrati a Mazara (TP) e a Melendugno (LE), dove da novembre 2020 è operativo il nuovo gasdotto TAP. Dall'avvio nel 2020, TAP ha trasportato in Europa oltre 8,1 metri cubi standard, dei quali circa 6,8 hanno raggiunto l'Italia³⁶. Si è ridotto invece l'import dal Nord Europa a Passo Gries e dalla Libia a Gela.

All'incremento delle importazioni hanno fatto seguito minori erogazioni dagli stoccaggi che sono scese del 2,1% rispetto all'anno precedente su valori pari a 11.292 milioni di mc. In riduzione anche le iniezioni nei sistemi di stoccaggio pari a 9.832 milioni di mc e una diminuzione del 7,2% rispetto al 2020.

Ha continuato infine il suo trend ribassista la produzione nazionale che ha toccato così il minimo storico a 3.127 milioni di mc e un calo del 18,5% rispetto all'anno precedente³⁷.

Nel 2021 nel Mercato a Pronti del Gas (MP-GAS) gestito dal GME gli scambi complessivi sono saliti ai massimi storici di 130TWh, in aumento del 15% rispetto al 2020, con un picco mensile del 26% ad aprile³⁸. L'incremento dei volumi scambiati è stato unicamente sostenuto dai mercati day-ahead che consolidano così un trend pluriennale di crescita³⁹.

Il settore della distribuzione gas è ancora in una fase di stallo 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 2021 la situazione risultava:

³⁵ Newsletter GME gennaio 2022

³⁶ Trans Atlantic Pipeline, "TAP: trasportati in Europa nel 2021 oltre 8 miliardi di metri cubi, di cui 6,8 in Italia", 13 gennaio 2022 <https://www.tap-ag.it/notizie/nuove-storie/tap-trasportati-in-europa-nel-2021-oltre-8-miliardi-di-metri-cubi-di-cui-68-in-italia>

³⁷ Newsletter GME gennaio 2022

³⁸ Newsletter GME gennaio 2022

³⁹ Il Mercato del giorno prima del gas (MGP-GAS) e il Mercato infra giornaliero 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.

9 ATEM con bando pubblicato a procedura ristretta ancora attivo: Monza Brianza 1, Varese 2, Verona 2, Lodi 1, Varese 3, Vicenza 3, Vicenza 4, Milano 3, Potenza 2;

4 ATEM con bando pubblicato a procedura aperta ancora attivo: Rimini, Genova 2, Biella, Torino 5;

16 ATEM con bando revocato, annullato, sospeso: Cremona 2 e 3, Alessandria 2, Torino 3, Udine 1, Perugia 2, Massa Carrara, Udine 3, Venezia 1, Lucca, Monza e Brianza 2, Como 1, Bergamo 3, Brescia 1, Trieste, Bergamo 2, Milano 4;

8 ATEM con bando pubblicato a procedura aperta scaduti: Belluno (aggiudicazione Italgas, stipula contratto sospesa causa ricorso al Tar), Milano 1 (aggiudicazione definitiva "UnaReti Gruppo A2A" dopo pronuncia Consiglio di Stato su precedente sentenza di annullamento aggiudicazione), Torino 2 (aggiudicazione Italgas), Aosta (aggiudicazione Italgas, in attesa di aggiudicazione definitiva per ricorso presentato al TAR Valle d'Aosta da Energie Des Alpes), Udine 2 (aggiudicazione AcegasApsAmgas spa - Gruppo Hera), Torino 1 (aggiudicazione Italgas), Napoli 1 (aggiudicazione 2I Rete Gas), La Spezia;

1 ATEM con bando pubblicato a procedura ristretta scaduto: Prato (termine presentazione domanda partecipazione scaduto il 29/01/21, in attesa della fase successiva).

In tema di Gare gas un'accelerazione potrebbe arrivare dal DDL Concorrenza 2021 che ha introdotto regole ulteriori di trasparenza e ritorno degli investimenti nelle procedure di affidamento del servizio di distribuzione del gas per favorire lo svolgimento delle gare. In particolare, sono stati introdotti incentivi in favore dell'ente locale al fine di procedere in maniera tempestiva allo svolgimento delle gare, soprattutto con riguardo alla valutazione economica delle reti e degli impianti di distribuzione.

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 (2020-2025). In particolare l'ARERA ha confermato la durata del periodo regolatorio in sei anni e la suddivisione in due semi-periodi di tre anni ciascuno. L'Autorità ha fissato inoltre il parametro β asset per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale a 0.439 e un valore del tasso di remunerazione del capitale investito (WACC) pari a 6.3% fino al 2021 (sia per l'attività di distribuzione che per la misura).

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 per il periodo 2022-2027 sono stati fissati con la deliberazione 614/2021/R/com del 23 dicembre 2021, per l'anno 2022 il valore è stato fissato al 5,6% sia per il servizio di distribuzione che per la misura del gas (in diminuzione rispetto al periodo precedente quando il valore era pari al 6,3%).

Il mercato dell'energia elettrica e delle fonti rinnovabili

Nel 2021 la richiesta di energia elettrica in Italia ha avuto una crescita di oltre il 5% attestandosi a 318 TWh (contro i 301 TWh del 2020).

Bilancio Energia Elettrica (TWh) ⁴⁰			
Energia elettrica (TWh)	Esercizio 2021	Esercizio 2020	Variazione %
Produzione netta (di cui):	278,109	271,648	2,4
- Termoelettrica	180,579	173,888	3,8
- Idroelettrica	46,317	48,952	(5,4)
- Fotovoltaica	25,068	24,552	2,1
- Eolica	20,619	18,609	10,8
- Geotermica	5,526	5,647	(2,1)
Saldo netto import/export	42,793	32,200	32,9
Consumo pompaggi	2,827	2,668	6,0
Totale domanda	318,075	301,180	5,6

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

La produzione totale netta destinata al consumo⁴¹, registrando un incremento del 2,4% con 275.3 TWh, ha soddisfatto l'86,55% della richiesta di energia elettrica nazionale (in leggera diminuzione rispetto al valore del 2020).

⁴⁰ Terna – Rapporto Mensile sul Sistema Elettrico (dicembre 2021)

⁴¹ Produzione totale netta destinata al consumo = Produzione totale netta – Consumo pompaggi

Hanno registrato un aumento la componente termoelettrica con un valore pari a 180,58 TWh nel 2021 ed un incremento del 3,8% rispetto all'anno precedente, la componente fotovoltaica con 25,07 TWh e +2,1 rispetto al 2020 e infine la componente eolica con un valore di 20,62 TWh ed un incremento del 10,8% rispetto al periodo precedente.

Le altre componenti sono invece state protagoniste di un trend al ribasso: la produzione idroelettrica riporta un valore di 46,32 TWh e una riduzione del 5,4% rispetto al 2020, mentre la componente geotermica ha registrato un valore pari a 5,53 TWh ed una variazione negativa di 2,1 punti percentuali rispetto al 2020.

Il mercato dell'efficienza energetica

A partire dalla Conferenza delle Parti di Parigi del 2015 (COP21), il Mondo ha iniziato ad interessarsi concretamente ai rischi derivanti dal cambiamento climatico e a tradurli in obiettivi tangibili da raggiungere, discussi nelle Conferenze sul clima che sono seguite negli anni successivi.

Al centro dei dibattimenti, la tematica della regolamentazione del mercato del carbonio e l'allineamento dei vari interessi dei Paesi in merito alle azioni da intraprendere.

La 26esima e più recente Conferenza delle Parti si è tenuta ad ottobre del 2021 in Scozia e vi hanno presieduto più di 190 leader mondiali, nell'ottica di una COP con carattere straordinario ed urgente⁴². Gli obiettivi principali della COP26 hanno riguardato l'impegno a raggiungere obiettivi più ambiziosi di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra entro il 2030, le misure da adattarsi alle conseguenze inevitabili del cambiamento climatico e l'aumento dei finanziamenti a favore dell'azione per il clima, in particolare per i Paesi in via di sviluppo⁴³. Il dibattito al COP26 ha ruotato principalmente intorno alle misure da attuare per l'uscita dal carbone e lo stop ai sussidi alle fonti fossili, al fine di definire l'azione globale in risposta ai repentini cambiamenti climatici.

I risultati dei negoziati hanno portato all'adozione di quella che è chiamata la "Glasgow Climate Pact", una formula che ridimensiona e rallenta l'utilizzo del carbone ma che non prevede la sua eliminazione totale, lasciando spazio ad ulteriori sforzi per il mantenimento dell'aumento della temperatura a massimo 1,5 gradi celsius.

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)⁴⁴, l'obiettivo dell'Unione Europea è la neutralità climatica entro il 2050⁴⁵. A questo proposito, a inizio 2020 la Commissione Europea, tra le 6 priorità per il periodo 2019-2024, 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.

Nell'ambito dell'European Green Deal la Commissione ha lanciato una nuova strategia per dare impulso alla ristrutturazione del parco edilizio europeo chiamata "A Revolution Wave for Europe"; strategia questa che punta alla riqualificazione degli edifici in contemporanea alla riduzione dei costi energetici e di esercizio, il tutto nell'ottica della riduzione delle emissioni e dell'economia circolare. L'obiettivo della strategia è raddoppiare i tassi di ristrutturazione nei prossimi dieci anni⁴⁶.

Rispetto a questo contesto, nell'ambito del Recovery Fund (noto anche come Next Generation EU), il fondo europeo volto a finanziare la ripresa del vecchio continente nel triennio 2021-2023 dopo la pandemia di Covid-19, l'Italia ha presentato alla Commissione Europea il proprio Recovery Plan chiamato *Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza* (PNRR) per accedere ai fondi previsti dopo l'approvazione della Commissione. Nello specifico del mercato dell'efficienza energetica, la Missione 2 del PNRR "Rivoluzione verde e transizione ecologica" è volta a rendere più ecologico, sostenibile e competitivo il sistema economico e sociale e si inserisce nello scenario dell'European Green Deal e nell'obiettivo del raggiungimento della neutralità climatica entro il 2050. All'interno di essa la Componente "Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile" destina oltre 23 miliardi di euro al raggiungimento degli obiettivi strategici di decarbonizzazione attraverso l'aumento della quota di produzione di energia da fonti

⁴² UN CLIMATE CHANGE CONFERENCE UK 2021 COP26 EXPLAINED

⁴³ Consiglio dell'Unione Europea - Vertice sui cambiamenti climatici COP26

<https://www.consilium.europa.eu/it/policies/climate-change/paris-agreement/cop26/>

⁴⁴ Comunicazione della Commissione al Parlamento Europeo, al Consiglio Europeo, al Consiglio, al Comitato economico e sociale Europeo, al Comitato delle Regioni e alla Banca Europea per gli investimenti.

⁴⁵ Rapporto Annuale Efficienza Energetica Enea 2020

⁴⁶ Rapporto Annuale Efficienza Energetica Enea 2021,

rinnovabili, il potenziamento delle infrastrutture di rete e la promozione della produzione e dell'utilizzo dell'idrogeno⁴⁷.

Inoltre, importanti stanziamenti sono previsti anche con riguardo alla Componente 3 della Missione "Efficienza energetica e riqualificazione degli edifici", che vede disponibili circa 15 miliardi di euro al fine di contribuire a ridurre le emissioni nel Paese. Fra le misure previste dalla Componente, oltre alla riduzione dei consumi con conseguente diminuzione delle emissioni, vi si trova un importante riferimento all'esposizione al rischio sismico dell'Italia e al miglioramento delle condizioni abitative dei cittadini.

Per raggiungere i target previsti, il Ministero della Transizione Ecologica ha a disposizione il 37% del pacchetto di investimenti previsto dal PNRR, segnale della grande attenzione riservata al tema⁴⁸.

Il PNRR delinea anche un aggiornamento degli obiettivi del "Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima" (PNIEC), ovvero il Piano inviato dall'Italia alla Commissione UE a gennaio del 2020 per illustrare gli obiettivi al 2030 del Paese nell'ambito dell'efficienza energetica, delle fonti rinnovabili e della riduzione delle emissioni di CO₂. Il PNIEC era fortemente improntato sulle tematiche della sicurezza energetica e del mercato unico dell'energia, offrendo soluzioni concrete da mettere in atto al fine di accelerare il processo di decarbonizzazione, l'investimento sulle rinnovabili, la promozione dell'efficienza energetica in tutti i settori e l'elettrificazione dei consumi. Il PNRR aumenta quindi la soglia degli obiettivi da raggiungere rispetto al Piano Nazionale Integrato per l'Energia indicando la necessità di operare ulteriori riduzioni di energia primaria⁴⁹.

Nell'ambito del contesto dell'edilizia e degli edifici, nel 2020, è stato introdotto il cosiddetto "Superbonus", l'agevolazione fiscale che consiste in una detrazione fiscale del 110% delle spese sostenute a partire da luglio 2020 al 31 dicembre 2021 in interventi migliorativi (disciplinato dall'art. 119 del d.l. 34/2020 c.d. Decreto Rilancio). Tra gli interventi agevolati rientra anche l'installazione di impianti fotovoltaici e delle infrastrutture per la ricarica di veicoli elettrici negli edifici. La legge di Bilancio 2021 ha prorogato il Superbonus, estendendo la sua applicazione, in presenza di determinate condizioni, fino al 30 giugno 2023⁵⁰. Secondo i dati presentati dall'Enea nel suo Rapporto sul Superbonus 110%, al 31 gennaio 2022, erano in corso 107.588 interventi edilizi incentivati, per circa 18,3 miliardi di investimenti che porteranno a detrazioni per oltre 20 miliardi⁵¹. A inizio 2022 si è tornati a discutere del Superbonus 110% e dei bonus edilizi per via delle restrizioni introdotte sulla cessione del credito dal d.l. Sostegni e per irregolarità e truffe sull'applicazione dell'agevolazione emerse in sede di controlli da parte delle Autorità. Attualmente il provvedimento è all'esame della commissione Bilancio del Senato e si prevedono interventi modificativi nel corso del 2022⁵².

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 2020 sono stati pari a 12,73 Mtep/anno, equivalenti a circa l'82% dell'obiettivo finale al 2020.

53Risparmi energetici annuali conseguiti per settore nel periodo 2011-2020 e attesi al 2020 (energia finale, Mtep/anno) ai sensi del PAEE2017⁵⁴									
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 2020	Atteso al 2020	
Residenziale	0,76	3,49	0,2	-	1,84	0,04	6,33	3,67	172,5
Terziario	0,16	0,03	0,07	-	0,09	0,04	0,82	1,23	66,6
Industria	2,24	0,05	-	0,58	0,17	0,25	3,29	5,1	64,5
Trasporti	0,01	-	-	-	-	0,16	2,29	5,5	41,6
Totale energia finale	3,17	3,57	0,27	0,58	2,1	3,09	12,73	15,5	82,1

⁴⁷ Ministero della Transizione Ecologica - Componente 2 (M2C2) - Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile.

⁴⁸ Ministero della Transizione Ecologica - PNRR - A che punto siamo, ultimo aggiornamento 23 dicembre 2021

⁴⁹ Camera dei deputati - Documentazione parlamentare - Il PNIEC e il Piano per la transizione ecologica - 16 dicembre 2021 <https://temi.camera.it/leg18/post/la-proposta-italiana-di-piano-nazionale-per-l-energia-e-il-clima.html>

⁵⁰ Portale Agenzia delle Entrate - Superbonus <https://www.agenziaentrate.gov.it/portale/superbonus>

⁵¹ Camera dei Deputati - Il superbonus edilizia al 110 per cento - aggiornamento alla legge di bilancio 2022- 11 febbraio 2022

⁵² Quotidiano Energia - Superbonus, interventi per 18,3 mld €Pressing per modifiche al DL Sostegni- 2 febbraio 2022

⁵³ Rapporto Annuale Efficienza Energetica Enea 2021,

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

Tali risparmi energetici derivano per oltre un quarto 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) ha subito notevoli evoluzioni nel corso del 2019. In primo luogo il Decreto Direttoriale 30 aprile 2019 ha modificato la lista dei progetti di efficienza energetica ammissibili. Sempre nel 2019 sono state definite le linee guida per l'emissione di Certificati Bianchi non legati a progetti di efficienza energetica (cd. TEE virtuali⁵⁵). I soggetti obbligati dovranno disporre di almeno il 30% di TEE reali, rispetto all'obbligo minimo⁵⁶, per poter ottenere l'emissione di TEE virtuali⁵⁷.

Il Decreto Interministeriale del 1 luglio 2020 ha aggiornato 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 TEE⁵⁸.

Più recentemente, il Decreto Ministeriale 21 maggio 2021 ha determinato gli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico che devono essere perseguiti dalle imprese di distribuzione dell'energia elettrica e del gas per gli anni 2021-2024⁵⁹.

Nel corso del 2021 il GSE ha riconosciuto complessivamente 1.120.672 TEE: l'andamento dei titoli riconosciuti nel 2021 registra una contrazione di circa il 35% rispetto al 2020, anno in cui sono stati riconosciuti circa 1,7 milioni di titoli⁶⁰. Il prezzo medio registrato sul mercato organizzato nel 2021 ha mostrato una crescita del 2% che lo ha portato a 267,40 €/tep; i volumi scambiati sul MTEE ha confermato la tendenza al ribasso che aveva caratterizzato anche il 2020 con un valore di 1.930.703 di tep (-17,7%).

Titoli di efficienza energetica – dati cumulati ⁶¹				
Anno	Prezzo (€/tep)			Volumi scambiati (tep)
	Medio ponderato	Minimo	Massimo	
2021	267,40	250,00	299,99	1.930.703

Per quanto riguarda il settore della mobilità elettrica nel 2021 si è ulteriormente rafforzato il trend di immatricolazioni di veicoli elettrici, superando i timori del 2020 legati ad un eventuale rallentamento dovuto alla pandemia in corso e alle azioni di policy a supporto. Infatti, le immatricolazioni di autovetture elettriche hanno registrato nei primi nove mesi del 2021 un incremento del 333% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente superando la soglia di 100.000 auto elettriche immatricolate⁶². A tale successo hanno contribuito contemporaneamente la presenza degli incentivi all'acquisto, l'incremento dell'offerta di modelli elettrificati disponibili e la crescente disponibilità dell'infrastruttura di ricarica ad accesso pubblico⁶³.

La forte crescita del mercato delle auto elettriche in Italia rientra nello scenario post pandemico di transizione ecologica e digitalizzazione, risultando fortemente coerente con il concetto di mobilità sostenibile.

Tra i trend individuati dallo Smart Mobility Report che hanno caratterizzato il 2021 troviamo un rafforzamento del servizio di *sharing mobility*⁶⁴, che favorisce la tipologia di veicoli di tipo elettrico: si

⁵⁵ 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

⁵⁶ L'obbligo minimo è pari al 60% dei Certificati Bianchi che costituiscono l'obbligo dell'anno "n".

⁵⁷ Rapporto Annuale Certificati Bianchi GSE 2021

⁵⁸ Rapporto Annuale Certificati Bianchi GSE 2021

⁵⁹ Rapporto Annuale Certificati Bianchi GSE 2021

⁶⁰ Rapporto Annuale Certificati Bianchi GSE 2021

⁶¹ Rapporto Annuale Certificati Bianchi GSE 2021

⁶² Smart Mobility Report Energy & Strategy Group

⁶³ Smart Mobility Report Energy & Strategy Group

⁶⁴ Con il termine *sharing mobility* si fa riferimento alla mobilità che prevede la condivisione dei mezzi per spostarsi da un luogo ad un altro.

conferma quindi una sinergia tra i trend dell'elettrificazione e della condivisione, in un'ottica di riduzione delle emissioni.

Il mercato delle telecomunicazioni e dei servizi digitali

Nell'esercizio 2021 il settore delle Telecomunicazioni a livello globale si è attestato su risultati positivi, con un incremento dei ricavi del 4,8% rispetto al 2020 (anno in cui i ricavi hanno toccato quota 1,10 miliardi). Tali risultati sono stati alimentati in larga parte dalle società cinesi, seguite da quelle americane; mentre in Europa si è registrato un calo dello 0,5% rispetto al 2020⁶⁵.

Con riferimento al mercato italiano, l'esercizio 2021 ha visto i principali operatori in affanno, proseguendo la rotta negativa dell'anno precedente. Complessivamente il calo dei ricavi è stato nell'ordine dell'1,8% ed è stato influenzato dalla diminuzione del 5,4% per la rete mobile mentre ha beneficiato dell'aumento dell'1,2% per quanto riguarda la rete fissa⁶⁶.

Nel 2021 il progetto 5G ha continuato ad essere al centro delle discussioni. Ericsson, uno dei principali fornitori di tecnologie dell'informazione e della comunicazione ai fornitori di servizi, ha stimato che dalla fine del 2021 oltre due miliardi di persone, vivrà in un'area coperta dal 5G, e che entro la fine del 2027 la copertura 5G avrà raggiunto il 75% della popolazione globale, questo grazie anche alla continua costruzione delle reti 5G⁶⁷.

Nonostante la fine della sperimentazione a giugno 2020, l'Italia, dal lato della diffusione di reti 5G, risulta indietro rispetto agli altri paesi europei, frenata dalla carenza di infrastrutture e di dispositivi compatibili, oltre che da alcune problematiche relative all'allestimento delle reti. La diffusione ha interessato fino ad oggi più il Nord che il Sud del Paese.⁶⁸

La pandemia, 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 spinta al processo di digitalizzazione. Essa infatti ha imposto un'accelerazione forzata nella trasformazione digitale delle aziende, indotte ad adottare strumenti informatici innovativi per garantire una continua operatività e l'erogazione di servizi⁶⁹.

Secondi dati Assintel (Associazione Nazionale delle Imprese ICT e Digitali), il comparto digitale italiano nel 2021 ha visto le aziende ICT raggiungere un valore di spesa in investimenti pari a 34,4 miliardi di euro, in crescita del 4,15% rispetto al 2020.

Di fondamentale importanza sono risultate in tale contesto le manovre contenute all'interno della Componente 1 "Digitalizzazione, Innovazione, Competitività, Cultura" della Missione 2 del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR). Essa infatti ha stanziato complessivamente circa 49 milioni di euro da destinare, insieme ad altri obiettivi, alla trasformazione digitale del Paese. A tal riguardo Assintel afferma che il 51% delle imprese italiane analizzate ritiene positivo l'effetto del PNRR, ritenendo come principale ostacolo all'innovazione la carenza di risorse economiche e finanziarie⁷⁰. In tale ottica, il PNRR dovrebbe spingere le imprese ad adottare progetti tecnologicamente innovativi e ad investire in strumenti atti a migliorare la connettività e la digitalizzazione delle aziende. Le principali azioni contenute nella Missione sopracitata, con riguardo alla digitalizzazione, prevedono la diffusione della Banda Ultralarga e connessioni veloci in tutto il Paese; incentivi per la transizione digitale e l'adozione di tecnologie innovative da parte del settore privato; digitalizzazione della Pubblica Amministrazione e rafforzamento delle competenze digitali⁷¹.

Con riguardo alla rete fissa l'AGCOM ha rilevato nel 2021 una variazione annuale positiva degli accessi del 2,1 % con l'incremento di 400.000 linee ed un totale complessivo di 19,89 milioni di accessi. Scomponendo il suddetto valore si osserva che la maggior parte degli accessi è avvenuto tramite FTTC (Fibra su rete mista rame), mentre il 29,2% è riferito agli accessi in rame, l'8,5% in FWA (Fibra su rete mista radio) e il 12,3% in FTTH (Fibra). Il trend negativo al ribasso è confermato ancora per gli accessi attraverso la rete in rame che registrano un valore negativo di 9,8 punti percentuali rispetto a settembre 2020. Diverso andamento si

⁶⁵ Comunicato Stampa - Area Studi Mediobanca – Report Telco (ed. 2021)

⁶⁶ Report Area Studi Mediobanca – Le maggiori Telco Mondiali 2016-2021 – 12 ottobre 2021

⁶⁷ Ericsson Mobility Report | November 2021

⁶⁸ <https://www.speedtest.net/ookla-5g-map>

⁶⁹ Agenda Digitale Eu- Digitalizzazione e pandemia, e-commerce e siti web come leve per il rilancio di imprese e professionisti <https://www.agendadigitale.eu/mercati-digitali/ecommerce/digitalizzazione-e-pandemia-e-commerce-e-siti-web-come-leve-per-il-rilancio-di-imprese-e-professionisti/>

⁷⁰ Assintel Report: il mercato ICT continua a crescere e supera i 34 miliardi di euro – Comunicato Stampa 26 ottobre 2021

⁷¹ Governo Italiano – Presidenza del Consiglio dei Ministri - PNRR: digitalizzazione, innovazione, competitività, cultura e turismo

registra invece per le altre fonti (FTTC, FWA e FTTH) che, in linea con i valori del 2020, sono state protagoniste di risultati al rialzo⁷².

Gli accessi broadband nel 2021 hanno superato i 18,52 milioni di unità, aumentando di 660.000 su base annuale. Confermano il loro andamento al ribasso le linee ADSL che cedono il 25,6% ed un calo di 1,52 milioni di accessi che hanno portato il valore ad un totale di linee pari a 4,43 milioni.

Il progetto di rete unica nazionale avviato nel 2020 con Tim che ha accettato l'offerta del fondo americano Kkr Infrastructure entrato così nella newco FiberCop, non è stato perseguito nel 2021 ma non è stato archiviato⁷³. In tal senso fondamentali saranno gli sviluppi previsti nel corso del 2022.

Al 30 settembre 2021 sul fronte della telefonia mobile, se si considerano le SIM complessive, osserviamo una certa analogia tra gli operatori Tim e Vodafone rispetto alla quota di mercato detenuta: 28,8% Tim e 28,5% Vodafone, che si posizionano davanti a Wind Tre al 24,8%. Continua a crescere l'operatore francese Iliad, affacciato sul mercato italiano nel 2018, che si conferma nuovamente come quarto operatore del Paese con una quota di mercato pari a 7,7%⁷⁴.

Le SIM complessive attive in Italia sono salite a 105,8 milioni. Tale crescita è stata sostenuta dall'aumento delle SIM "M2M"⁷⁵ che hanno raggiunto quota 27,9 milioni ed un incremento del 5,9%. Le SIM "Human"⁷⁶ si confermano quelle prevalenti con 78 milioni ed invertono il trend decrescente osservando un leggero aumento pari allo 0,2 % (nel 2020 si registrava un valore negativo del 3,7%)⁷⁷.

Gli operatori mobili virtuali (MVO) alla stessa data, confermano una importante crescita, attestandosi al 10,2% di quota di mercato per numero di SIM complessive (10,79 milioni sul totale di 105,8 milioni) e al 13,7% nel totale SIM Human (10,69 milioni su un totale di 78 milioni). Osservando l'andamento del traffico dati su base annua il numero delle SIM con accesso ad Internet è in diminuzione rispetto ai valori del 2020: difatti esso si attesta su 56,3 milioni di SIM, in diminuzione di un punto percentuale rispetto ai 56,9 milioni riportati l'anno precedente. Diverso è invece l'andamento seguito dal traffico dati che registra un aumento del 28,1% rispetto al medesimo periodo di riferimento nel 2020⁷⁸.

Il mercato dell'ambiente

Il mercato del ciclo integrato dei rifiuti 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 uno, 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 una prevalenza di Regioni che hanno optato per un ATO regionale e altre in cui la dimensione degli ambiti varia dalla scala provinciale a quella sub-provinciale.

I dati aggiornati sulla situazione in Italia, dati Ispra, rilevano che nel 2020 sono state prodotte 28,9 milioni di tonnellate di rifiuti urbani, in deciso calo rispetto al 2019 (-1,1 milioni di tonnellate, ovvero il 3,6%).

Tale risultato è stato influenzato dall'emergenza sanitaria, con le misure di restrizione adottate e le chiusure di diversi esercizi commerciali che hanno influito sensibilmente sui consumi nazionali.

La diminuzione è stata registrata in tutte le macro aree geografiche: Nord (-3,4%), Centro (-5,4%) e Sud (-2,6%). Più precisamente, ad eccezione della Valle d'Aosta con produzione di rifiuti stabile, tutte le regioni italiane hanno rilevato un calo significativo dei rifiuti prodotti.

La produzione media di rifiuti pro capite è stata di 488 chilogrammi. L'Emilia Romagna è stata la regione che ha registrato il più alto valore a livello nazionale (con 640 chilogrammi per abitante), mentre la Basilicata è quella che ha registrato il valore più basso (345 chilogrammi per abitante).

Nel 2020 sono stati operativi 673 impianti di gestione dei rifiuti urbani in Italia: 359 al Nord, 120 al Centro e 194 al Sud. Di questi, 359 sono dedicati al trattamento della frazione organica della raccolta differenziata, 132 sono impianti per il trattamento meccanico o meccanico biologico dei rifiuti, 131 sono impianti di

⁷² AGCOM, Osservatorio sulle comunicazioni n.4/2021,

⁷³ CORCOM Rete unica Tlc, il progetto non è archiviato ma non è più la priorità <https://www.corrierecomunicazioni.it/telco/rete-unica-tlc-il-progetto-non-e-archiviato-ma-non-e-piu-la-priorita/>

⁷⁴ AGCOM, Osservatorio sulle comunicazioni n.4/2021,

⁷⁵ Machine to machine, si riferisce alle SIM dedicate esclusivamente al traffico dati con limitata o nessuna interazione umana.

⁷⁶ Le SIM Human sono quelle in grado di fornire servizi solo "voce" o "voce e dati".

⁷⁷ AGCOM, Osservatorio sulle comunicazioni n.4/2021

⁷⁸ AGCOM, Osservatorio sulle comunicazioni n.4/2021

discarica a cui si aggiungono 37 impianti di incenerimento e 14 impianti industriali che effettuano il coincenerimento dei rifiuti urbani.⁷⁹

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 2035.⁸⁰

Nel 2020, circa il 51% dei rifiuti prodotti e raccolti in maniera differenziata è stato inviato ad impianti di recupero di materia; il riciclaggio totale, comprensivo delle frazioni in uscita dagli impianti di trattamento meccanico e meccanico biologico, si è attestato al 54,4% e riguarda le seguenti frazioni: organico, carta e cartone, vetro, metallo, plastica e legno.

Il 20% dei rifiuti urbani è stato smaltito in discarica, pari a 5,8 milioni di tonnellate, con una riduzione del 7,4% rispetto al 2019. Decrementi significativi si sono registrati al Sud (-9,1%) ed al Centro (-8,3%) per effetto dei miglioramenti in termini di raccolta differenziata nelle stesse aree. Più in generale, nell'ultimo decennio il ricorso alla discarica si è ridotto del 56%, passando da 13,2 milioni di tonnellate a 5,8 milioni.

Il 18% dei rifiuti urbani prodotti è stato incenerito, con il dato in diminuzione del 3,6% rispetto al 2019. Su 37 impianti operativi, il 70,3% si trova al Nord, in particolare in Lombardia e in Emilia Romagna.⁸¹

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 2035.⁸²

Per quanto riguarda la raccolta differenziata, è aumentata ancora nel 2020: +1,8% rispetto al 2019, raggiungendo il 63% della produzione nazionale. Nonostante l'influenza significativa dell'emergenza sanitaria, il sistema di gestione delle raccolte differenziate ha garantito l'intercettazione dei flussi di rifiuti, specie nelle regioni maggiormente colpite (dove sono state disposte specifiche ordinanze per il conferimento dei rifiuti nell'indifferenziato).

A livello territoriale, le regioni settentrionali si sono rivelate le più virtuose con il 70,8%, mentre quelle del Centro e del Mezzogiorno hanno registrato rispettivamente il 59,2% ed il 53,6%. In generale, tutte le macro aree geografiche hanno evidenziato incrementi nelle percentuali di raccolta differenziata rispetto al precedente anno. Nel 2020 ben 9 regioni hanno raggiunto o superato l'obiettivo del 65% (Veneto, Sardegna, Lombardia, Trentino Alto Adige, Emilia Romagna, Marche, Friuli Venezia Giulia, Umbria e Abruzzo), 3 sono state invece prossime all'obiettivo (Piemonte, Valle d'Aosta e Toscana), mentre la Sicilia è stata l'unica regione che non ha raggiunto la soglia del 50% (nonostante un aumento di quasi il 4% rispetto al 2019).⁸³

In valore assoluto, la raccolta differenziata si è attestata a poco meno di 18,5 milioni di tonnellate, diminuendo di 152 mila tonnellate rispetto al 2019.⁸⁴

Focalizzando l'attenzione sulla Toscana, gli impianti di trattamento e smaltimento dei rifiuti urbani presenti in Toscana sono circa 50, e negli ultimi anni sono rimasti pressoché invariati.

L'organico, con il 39,3% del totale, si è confermata la frazione più raccolta in Italia. Carta e cartone rappresentano, invece, il 19,2% del totale; seguono il vetro con il 12,2% e la plastica con l'8,6%.

Nel 2020 sono state esportate 581 mila tonnellate di rifiuti urbani (pari al 2% del totale prodotto) e ne sono state importate 237 mila.

Il costo medio nazionale pro capite di gestione dei rifiuti urbani nell'ultimo anno è stato pari a 185,6 euro/abitante (in aumento rispetto ai 176,7 euro/abitante del 2019). Le regioni del Centro hanno registrato i costi più elevati con una media di 221,8 euro/abitante, seguite dalle regioni del Sud con una media di 195,7 euro/abitante e del Nord con 165,6 euro/abitante.

Per quanto riguarda il settore dei Rifiuti Speciali in Italia, i più recenti dati disponibili sono contenuti nel Rapporto Rifiuti Urbani Ispra edizione 2021 e sono riferiti all'anno 2019. Questi dati rivelano che la produzione aumenta del 7,3% rispetto all'anno precedente (10,5 milioni di tonnellate) arrivando a 154

⁷⁹ Comunicato Stampa pubblicazione Rapporto Rifiuti Urbani Ispra edizione 2021

⁸⁰ Direttiva 2018/851/UE

⁸¹ Comunicato Stampa pubblicazione Rapporto Rifiuti Urbani Ispra edizione 2021

⁸² Rapporto Rifiuti Urbani 2021 ISPRA

⁸³ Comunicato Stampa pubblicazione Rapporto Rifiuti Urbani Ispra edizione 2021

⁸⁴ Rapporto Rifiuti Speciali ISPRA Edizione 2021

milioni di tonnellate.⁸⁵ L'incremento registrato è imputabile principalmente ai rifiuti non pericolosi, che hanno rappresentato il 93,4% del totale dei rifiuti prodotti e sono aumentati di quasi 10,4 milioni di tonnellate (+7,8%), raggiungendo le 143,8 milioni di tonnellate circa. I rifiuti speciali pericolosi, invece, sono aumentati di 110 mila tonnellate (+1,1%) ed hanno superato le 10,1 milioni di tonnellate. La maggior parte della produzione dei suddetti rifiuti è stata registrata al Nord, dove il tessuto industriale è più sviluppato, con 88,6 milioni di tonnellate (il 57,6% del dato complessivo a livello nazionale). La produzione del Centro si è attestata a 27 milioni di tonnellate (17,5% del totale), mentre quella del Sud a 38,4 milioni di tonnellate (circa il 25%).

Tra le attività economiche che hanno maggiormente contribuito alla produzione di rifiuti speciali, è stata confermata l'incidenza del settore costruzioni e demolizioni sulla produzione complessiva: con oltre 70 milioni di tonnellate è quello che ha concorso maggiormente (45,5% del totale prodotto), seguito dalle attività di trattamento dei rifiuti e di risanamento (oltre 38 milioni di tonnellate prodotte che hanno contribuito al 25,1% del totale) e dall'insieme delle attività manifatturiere la cui produzione, 29,1 milioni di tonnellate, è stata prossima al 20%. Le altre attività economiche hanno contribuito, complessivamente, alla produzione di rifiuti speciali con una percentuale del 10,5% (16,1 milioni di tonnellate).⁸⁶

Per quanto riguarda l'attività di gestione dei rifiuti speciali (dati relativi all'anno 2019 aggiornamento Rapporto Rifiuti Speciali ISPRA Edizione 2021), hanno registrato i 164,5 milioni di tonnellate, di cui 154,7 milioni non pericolosi (94% del totale gestito) ed i restanti 9,8 milioni pericolosi (6% del totale gestito). Rispetto all'anno precedente si è rilevato un incremento del 7,8% dei rifiuti complessivamente gestiti; in particolare, le quantità avviate a operazioni di recupero sono aumentate del 9,6%, quelle avviate allo smaltimento dell'1,3%.

Il recupero di materia è stato predominante con il 68,9% (113,3 milioni di tonnellate), seguito dalle altre operazioni di smaltimento che hanno rappresentato circa il 10,9% (30,7 milioni di tonnellate) e, con il 7,3% (12 milioni di tonnellate) la discarica. Sono risultate residuali le quantità avviate a coincenerimento (1,2%) ed incenerimento (0,7%).

Gli impianti di gestione dei rifiuti speciali (dato riferito all'anno 2019) sono 10.839 di cui 6.152 situati al Nord, 1.980 al Centro e 2.707 al Sud. Gli impianti dedicati al recupero di materia sono 4.619 (42,6% del totale).⁸⁷

Per quanto riguarda la Toscana, nel 2019 la produzione regionale di rifiuti speciali si è attestata a circa 10,1 milioni di tonnellate, il 6,6% del totale nazionale. Il 95,6% (9,6 milioni di tonnellate) è stato costituito da rifiuti non pericolosi ed il restante 4,4% (445 mila tonnellate) da rifiuti pericolosi. Le principali tipologie di rifiuti prodotte sono state prodotte dalle operazioni di costruzione e demolizione (42,1% della produzione regionale totale).⁸⁸ In aumento il numero complessivo degli impianti (si è passati da 703 del 2018 a 755 del 2019), con la Toscana che si è confermata regione con un'alta concentrazione di impianti rispetto alle altre regioni dell'Italia centrale (il 38% della dotazione impiantistica della macro-area).⁸⁹

Infine, nel comparto bonifiche ambientali, a livello nazionale risultano attivi 42 Siti di Interesse Nazionale (SIN).⁹⁰ In Toscana, sono presenti 4.499 siti interessati da procedimento di bonifica, di cui 2.123 con procedimento chiuso, 481 certificati per avvenuta bonifica, mentre risultano attivi 2.086 siti interessati da procedimento di risanamento con una superficie complessiva di 11.278 ha.⁹¹ La contaminazione dei siti interessati deriva principalmente da attività industriali, gestione e smaltimento dei rifiuti e distribuzione dei carburanti.

In ambito normativo, nel 2021 si segnala la delibera 363/2021/R/rif, con la quale sono stati definiti i criteri per il riconoscimento dei costi efficienti di esercizio e di investimento per il periodo 2022-2025 adottando il Metodo Tariffario Rifiuti (MTR-2). In sintesi, tale provvedimento ha aggiornato la delibera 443/2019/R/rif, introducendo una regola tariffaria (asimmetrica) per i differenti servizi di trattamento, al fine di favorire ulteriormente il riequilibrio della dotazione impiantistica. La delibera ha rafforzato gli incentivi allo sviluppo di attività di valorizzazione dei materiali recuperati e/o di energia, ha configurati opportuni meccanismi correttivi al sistema di riconoscimento dei costi alla luce delle dell'applicazione delle novità normative introdotte dal Decreto Legislativo 116/2020.⁹²

⁸⁵ Rapporto Rifiuti Speciali ISPRA Edizione 2021

⁸⁶ Rapporto Rifiuti Speciali ISPRA Edizione 2021 – Dati di sintesi

⁸⁷ Rapporto Rifiuti Speciali ISPRA Edizione 2021 – Dati di sintesi

⁸⁸ Rapporto Rifiuti Speciali ISPRA Edizione 2021

⁸⁹ Rapporto Rifiuti Speciali ISPRA Edizione 2021

⁹⁰ ISPRA(<https://www.isprambiente.gov.it/it/attivita/suolo-e-territorio/siti-contaminati/siti-di-interesse-nazionale-sin>)

⁹¹ Annuario dei dati ambientali ARPAT 2021

⁹² Delibera 363/2021/R/rif – Scheda tecnica

In merito al PNRR, tra le misure previste in materia di economia circolare si segnalano gli investimenti per la realizzazione di nuovi impianti di gestione dei rifiuti e l'ammodernamento degli impianti esistenti, quantificati in circa 1,5 miliardi di euro, nonché gli investimenti per i progetti "faro"⁹³ di economia circolare, a cui sono destinati circa 600 milioni di euro. Sono inoltre considerati, quali elementi del PNRR cruciali per il settore in questione, la nuova strategia nazionale per l'economia circolare e il programma nazionale per la gestione dei rifiuti, che ci si propone di adottare entro giugno 2022.⁹⁴

6. INDICATORI ALTERNATIVI DI PERFORMANCE

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

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

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

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

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

⁹³ Trattasi di progetti altamente innovativi per il trattamento e riciclo dei rifiuti provenienti da filiere strategiche, quali apparecchiature elettriche ed elettroniche, industria della carta e del cartone, tessile, plastica.

⁹⁴ Camera dei Deputati, Rifiuti e discariche

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 2021 evidenzia risultati in significativa crescita rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente.

I principali dati reddituali per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2021 e 2020 sono riportati nella seguente tabella:

Conto Economico Reported (valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre				Variazione dic 2021 - dic 20	
	2021		2020		Assoluta	%
	Valore	Incidenza	Valore	Incidenza		
Totale Ricavi	1.060.284	100%	762.350	100%	297.934	39%
Consumi esterni	(908.490)	(86%)	(619.557)	(81%)	(288.933)	47%
Costi del personale	(41.856)	(4%)	(39.230)	(5%)	(2.627)	7%
Proventi/(oneri) da gestione rischio commodity	2.915	-	(1.205)	-	4.120	(342%)
Quota dei proventi/(oneri) da valutazione delle partecipazioni di natura non finanziaria con il metodo del PN	6.251	1%	671	-	5.580	832%
Margine operativo lordo (Ebitda)	119.104	11%	103.029	14%	16.074	16%
Ammortamenti e svalutazioni	(49.007)	(5%)	(48.024)	(6%)	(983)	2%
Accantonamenti	(12.646)	(1%)	(13.224)	(2%)	578	(4%)
Risultato operativo	57.451	5%	41.782	5%	15.669	38%
Proventi/(oneri) finanziari	(8.031)	(1%)	(8.497)	(1%)	466	(5%)
Valutazione partecipazioni di natura finanziaria con il metodo del PN	(2.263)	-	(1.166)	-	(1.097)	94%
Utile ante imposte	47.157	4%	32.119	4%	15.038	47%
Imposte sul reddito dell'esercizio	(14.218)	(1%)	38.167	5%	(52.385)	(137%)
Risultato netto derivante dalle attività in funzionamento	32.939	3%	70.286	9%	(37.347)	(53%)
Risultato netto attività cessate / in dismissione	-	-	-	-	-	-
Utile netto	32.939	3%	70.286	9%	(37.347)	(53%)
Risultato di pertinenza di terzi	214	-	111	-	103	93%
Risultato del Gruppo	32.725	3%	70.175	9%	(37.450)	(53%)

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 2021 e 2020:

Conto Economico Adjusted (valori in migliaia di euro)	ADJUSTED Esercizio chiuso al 31 dicembre				Variazione dic 2021 - dic 20	
	2021		2020		Assoluta	%
	Valore	Incidenza	Valore	Incidenza		
Totale Ricavi	1.058.488	100%	760.683	100%	297.805	39%
Consumi esterni	(908.338)	(86%)	(614.193)	(81%)	(294.145)	48%
Costi del personale	(41.856)	(4%)	(39.230)	(5%)	(2.627)	7%
Proventi/(oneri) da gestione rischio commodity	2.915	-	(1.205)	-	4.120	(342%)
Quota dei proventi/(oneri) da valutazione delle partecipazioni di natura non finanziaria con il metodo del PN	945	-	671	-	275	41%
Margine operativo lordo Adjusted (Ebitda Adjusted)	112.154	11%	106.726	14%	5.428	5%
Ammortamenti e svalutazioni	(49.007)	(5%)	(48.024)	(6%)	(983)	2%
Accantonamenti	(12.646)	(1%)	(13.224)	(2%)	578	(4%)
Risultato operativo Adjusted (Ebit Adjusted)	50.501	5%	45.478	6%	5.023	11%
Proventi/(oneri) finanziari	(8.032)	(1%)	(8.496)	(1%)	464	(5%)
Valutazione partecipazioni di natura finanziaria con il metodo del PN	(163)	-	69	-	(232)	(335%)
Utile ante imposte Adjusted	42.307	4%	37.051	5%	5.255	14%
Imposte sul reddito dell'esercizio Adjusted	(13.741)	(1%)	(12.451)	(2%)	(1.290)	10%
Risultato netto derivante dalle attività in funzionamento	28.566	3%	24.600	3%	3.966	16%
Risultato netto attività cessate / in dismissione	-	-	-	-	-	-
Utile netto Adjusted	28.566	3%	24.600	3%	3.966	16%
Risultato di pertinenza di terzi	214	-	111	-	103	93%
Risultato del Gruppo Adjusted	28.352	3%	24.489	3%	3.863	16%

Il conto economico consolidato del Gruppo 2021 e 2020 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 2021 e 2020:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2021	2020
Corrispettivi IRMA distribuzione gas	(1.087)	
Recupero componenti tariffarie esercizi precedenti		(1.160)
Cambio iscrizione incentivi sicurezza distribuzione gas		(507)
Risarcimento danni su contenzioso illecito Antitrust	(709)	
Totale ricavi non ricorrenti	(1.796)	(1.667)
Rideterminazione canoni concessionari esercizi precedenti		(636)
Accordo Transattivo con Comune di Prato		6.000
Oneri straordinari su contenzioso illecito Antitrust	152	
Rivalutazione interessenza pregressa Edma Reti Gas	(5.305)	
Totale costi e ricavi non ricorrenti con impatto sull'EBITDA	(6.949)	(3.697)
Totale costi e ricavi non ricorrenti con impatto sul Risultato Operativo (EBIT)	(6.949)	3.697
Svalutazione partecipazione in Sei Toscana		1.235
Accantonamento oneri liquidazione Sinergie Italiane S.r.l.	2.100	
Totale costi e ricavi non ricorrenti con impatto sul Risultato ante imposte	(4.849)	4.932
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>	477	(769)
Totale costi e ricavi non ricorrenti con impatto sul Risultato Netto	(4.372)	(45.686)

Nell'esercizio 2021 si evidenziano i seguenti elementi non ricorrenti (con impatto positivo complessivo sul risultato netto per Euro 4.372 migliaia):

- Maggiori ricavi per corrispettivi IRMA (importo residuo mancati ammortamenti) riconosciuti alle società del Gruppo operanti nella distribuzione di gas naturale a recupero tariffario di esercizi precedenti, a seguito di Delibera 559/2021/R/gas del 9 dicembre 2021, per Euro 1.087 migliaia;
- Maggiori ricavi per risarcimento danni patito dalla controllata Estracom nel periodo 2009-2011, quantificato con sentenza del 20 maggio 2021 emanata dal Tribunale di Roma in Euro 679 migliaia oltre Euro 30 migliaia per spese legali sostenute, nell'ambito di un contenzioso da questa instaurato nei confronti di primaria azienda italiana di telecomunicazione per condotte costituenti abuso di posizione dominante in violazione degli artt. 101 e 102 del Trattato sul Funzionamento dell'Unione Europea (TFUE) e/o condotte illecite ed anticoncorrenziali in violazione degli artt. 2598 e/o 2043 c.c.,
- Maggiori costi per servizi per spese di coltivazione della causa di cui al punto precedente per Euro 152 migliaia;
- Maggiori proventi da valutazione di partecipazioni di natura non finanziaria per rivalutazione dell'interessenza pregressa detenuta in EDMA Retiga Gas, a seguito di acquisizione del controllo, per Euro 5.305 migliaia. Si rinvia in merito al paragrafo della nota integrativa relativo alle acquisizioni societarie dell'esercizio;
- Accantonamento della quota di competenza dei oneri stimati per il completamento della liquidazione *in bonis* della partecipata Sinergie Italiane S.r.l., per Euro 2.100 migliaia

Gli aggiustamenti hanno un effetto fiscale di Euro 477 migliaia (minori imposte sul reddito).

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

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.

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

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 2021 e 2020, con indicazione della rilevanza, in termini percentuali, rispetto al totale dei ricavi consolidati del Gruppo.

Totale Ricavi <i>Adjusted</i> (valori in migliaia di Euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre				Variazione del periodo	
	2021	% su Totale Ricavi <i>Adjusted</i>	2020	% su Totale Ricavi <i>Adjusted</i>	2021 vs 2020	%
Vendita Gas e Luce	935.580	88%	669.348	88%	266.232	40%
Mercato Regolato	108.535	10%	106.418	14%	2.117	2%
Corporate ed altre aree di <i>business</i>	87.664	8%	55.930	7%	31.734	57%
Rettifiche ed elisioni	(73.291)	(7%)	(71.014)	(9%)	(2.278)	3%
Totale Ricavi <i>Adjusted</i>	1.058.488	100%	760.683	100%	297.805	39%

Al 31 dicembre 2021 il Gruppo ha conseguito ricavi per 1.058,5 milioni di euro con un incremento del 39% rispetto al 31 dicembre 2020. La Sbu Vendita Gas e Luce registra un incremento di ricavi per 266,2 milioni di euro dovuto, prevalentemente, ai seguenti fattori:

- aumento dei prezzi delle commodity,
- maggiori volumi venduti nel comparto elettrico,
- aumento delle attività di vendita al PSV.

In aumento i ricavi della Sbu Mercato Regolato (+2,1 milioni di euro) per maggiori attività di investimento su reti, impianti e posa misuratori, in parte compensati dalla riduzione dei ricavi per negoziazione titoli efficienza energetica per minori quantitativi di titoli acquistati.

In sensibile crescita i ricavi della Sbu Corporate e Altro (+31,7 milioni di euro) soprattutto per lo sviluppo delle attività nel comparto dell'efficienza energetica grazie anche all'introduzione di incentivi fiscali per i committenti dei lavori. In aumento anche i ricavi del settore ambiente con l'acquisizione e il conseguente consolidamento di Ecos Srl a partire dal 1 gennaio 2021, e del comparto digital (telecomunicazioni).

I costi esterni passano da 614,2 a 908,3 milioni di euro (+48%) con un'incidenza sui ricavi dell'86% (81% nel 2021). L'aumento dei costi esterni è correlato all'incremento dei ricavi delle business unit del gruppo. L'effetto prezzo determinatosi nel settore della Vendita Gas e Luce ha portato ad un incremento di costi

esterni di valore sostanzialmente analogo all'incremento dei ricavi con conseguente aumento dell'incidenza percentuale dei costi esterni sul totale ricavi rispetto al 2020.

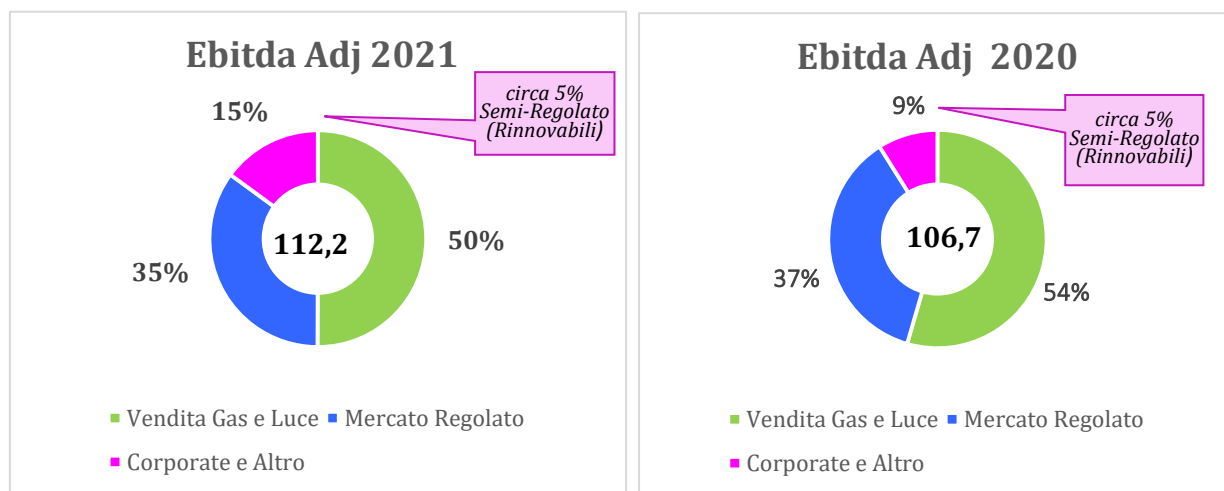
Il costo del lavoro è pari a 41,8 milioni di euro rispetto a 39,2 milioni di euro del 2020 con una variazione del 6,7%. L'aumento è dovuto all'ampiamiento dell'organico aziendale per effetto dell'acquisizione di Ecos ed a incrementi retributivi previsti dal CCNL.

La gestione rischio commodity registra proventi per 2,9 milioni di euro rispetto ad oneri per 1,2 milioni di euro del 2020 e riflette la variazione del fair value dei contratti derivati di copertura utilizzati nell'attività di commercializzazione gas.

I proventi da valutazione delle partecipazioni di natura non finanziaria, 945 mila euro nel 2021 (671 mila Euro nel 2020), sono relativi al risultato di esercizio della società Edma Reti Gas Srl.

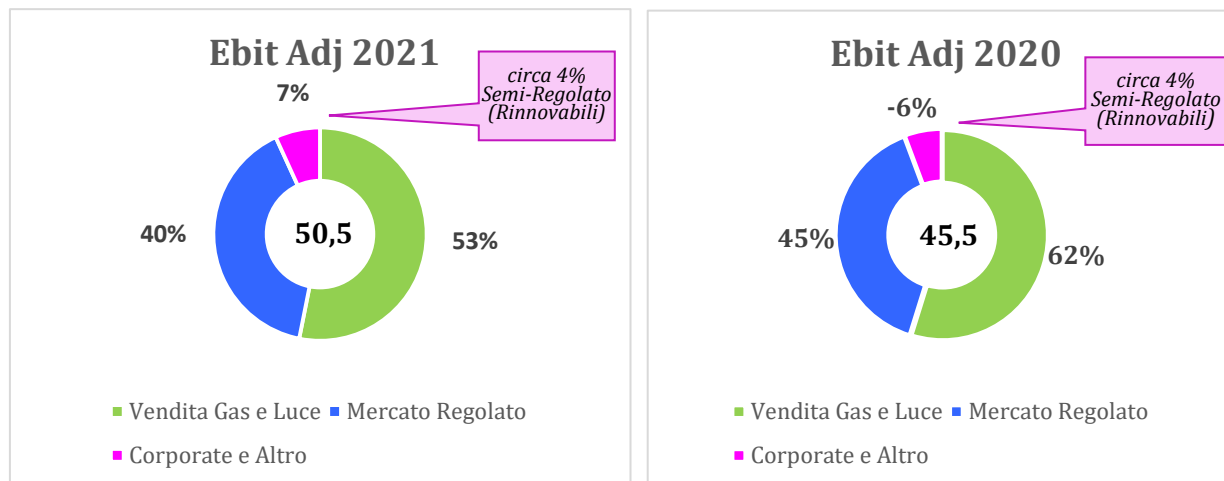
L'Ebitda *adjusted* è pari a 112,2 milioni di Euro, con una crescita di 5,4 milioni (+5,1%) rispetto ai 106,7 milioni del 2020. L'incidenza sui ricavi passa dal 14,0% del 2020 al 10,6% del 2021 a causa del sensibile aumento dei ricavi per effetto dell'incremento del prezzo delle commodity.

Si fornisce di seguito il dettaglio della composizione dell'Ebitda tra le varie SBU per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2021 e 2020 che evidenzia la minor incidenza percentuale, sull' Ebitda *adjusted*, della Sbu Vendita Gas e Luce che passa dal 54% al 50% e della Sbu Mercato Regolato che passa dal 37% al 35%. In crescita i risultati della Sbu Corporate e Altro con un Ebitda pari al 15% dell'Ebitda del gruppo (9% nel 2020) per il miglioramento dei risultati del comparto efficienza energetica.



Gli ammortamenti e svalutazioni ammontano a 49,0 milioni di euro (48,0 milioni di euro al 31 dicembre 2020). Si segnalano maggiori ammortamenti nella Sbu Corporate e Altro per il consolidamento di Ecos, per i nuovi investimenti in reti FTTH nel comparto dei servizi digitali. In diminuzione gli accantonamenti che passano da 13,2 a 12,6 milioni di euro e che sono riconducibili principalmente alla Sbu Vendita.

Per effetto della crescita del margine operativo lordo, il risultato operativo *adjusted* passa da 45,5 milioni di euro del 2020 a 50,5 milioni del 2021 con una variazione positiva di 5,0 milioni di euro (+11%).



La gestione finanziaria *adjusted* presenta un saldo negativo di 8,2 milioni di euro in miglioramento rispetto a 8,4 milioni del 2020 per effetto della riduzione dell'indebitamento medio registrato nel corso dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2020.

L'utile ante imposte *adjusted* si attesta a 42,3 milioni di euro (37,1 milioni di euro nel 2020).

Le imposte sul reddito ammontano a 13,7 milioni di euro con un tax rate del 32,5% in diminuzione rispetto al 33,6% dell'esercizio 2020.

L'utile netto *adjusted* è pari a 28,6 milioni di euro (24,6 milioni nel 2020).

8. ANDAMENTO DELLA GESTIONE – SITUAZIONE PATRIMONIALE-FINANZIARIA

Di seguito sono forniti i principali dati patrimoniali e finanziari al 31 dicembre 2021 e 2020.

8.1 INDICATORI PATRIMONIALI 2021 COMPARATI CON IL 2020

Stato Patrimoniale Riclassificato (valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2021		Esercizio chiuso al 31 dicembre 2020		Variazione dic 2021 - dic 20	
	Valore	Incidenza	Valore	Incidenza	Assoluta	%
Immateriali	527.889	80,82%	480.512	70,28%	47.377	9,86%
Materiali	108.524	16,62%	105.341	15,41%	3.183	3,02%
Partecipazioni e attività finanziarie non correnti	34.000	5,21%	39.777	5,82%	(5.777)	(14,52%)
Capitale Immobilizzato	670.413	102,64%	625.630	91,50%	44.783	7,16%
Altre attività e passività non correnti	(12.451)	(1,91%)	(3.865)	(0,57%)	(8.586)	222,15%
Capitale Circolante Netto Commerciale	39.398	6,03%	81.988	11,99%	(42.590)	(51,95%)
Altre attività e passività correnti	(44.224)	(6,77%)	(19.997)	(2,92%)	(24.227)	121,15%
Attività e Passività destinate alla vendita	11	-	-	-	11	-
Capitale Investito Netto	653.147	100,00%	683.756	100,00%	(30.609)	(4,48%)
Patrimonio Netto	413.025	63,24%	392.376	57,39%	20.649	5,26%
Indebitamento finanziario corrente netto	62.720	9,60%	(37.481)	(5,48%)	100.201	(267,34%)
Indebitamento finanziario non corrente	177.402	27,16%	328.861	48,10%	(151.459)	(46,06%)
Totale Indebitamento Finanziario	240.122	36,76%	291.380	42,61%	(51.258)	(17,59%)
Totale fonti di finanziamento	653.147	100,00%	683.756	100,00%	(30.609)	(4,48%)

Con riferimento all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2021 il capitale immobilizzato passa da Euro 625,6 milioni di Euro al 31 dicembre 2020 a 670,4 milioni di euro al 31 dicembre 2021 per effetto di ammortamenti dell'esercizio e di investimenti in immobilizzazioni materiali, immateriali e partecipazioni, pari a 58,8 milioni di euro come da dettaglio seguente:

Investimenti per Settori operativi	2021	2020	Variazione	Variazione %
Mercato Regolato	27.200	22.204	4.996	22%
Vendita Gas e Luce	7.283	12.294	(5.011)	(41%)
Corporate e altro	24.333	12.446	11.887	96%
Totale investimenti	58.816	46.944	11.872	25%

L'esercizio 2021 registra un incremento degli investimenti rispetto al 2020 (+25%) dovuto anche alla ripresa delle attività produttive rispetto al 2020 in cui molte attività erano state rinviate per effetto dell'emergenza Covid-19.

Gli investimenti nel Mercato Regolato sono principalmente relativi a estensioni di reti e sostituzione di misuratori tradizionali con misuratori elettronici funzionali all'attività di distribuzione di gas naturale.

Gli investimenti nel settore Vendita Gas e Luce fanno principalmente riferimento a costi di acquisizione di clienti gas ed energia elettrica. Gli investimenti nel settore Corporate ed altro sono relativi a costi di realizzazione di reti FTTH nel comparto digital e alle operazioni societarie nel comparto ambiente relative alle società Ecos e Bisenzio Ambiente descritte negli eventi di rilievo dell'esercizio.

L'incremento del capitale immobilizzato è dovuto, inoltre, al consolidamento integrale di Edma Reti Gas in seguito all'operazione di acquisizione del controllo della partecipata con una variazione netta del capitale immobilizzato di 33,3 milioni di euro.

In aumento le passività non correnti sia per il consolidamento di Edma Reti sia per l'aumento dei risconti passivi pluriennali per l'affitto in IRU delle reti FTTH nel settore digital (telecomunicazioni).

In sensibile diminuzione il capitale circolante commerciale che passa da 82,0 milioni di euro a 39,4 milioni. Tale variazione è dovuta all'aumento dei crediti commerciali (+ Euro 171 milioni rispetto al 31 dicembre 2021) e alla contestuale variazione dei debiti verso fornitori (+ Euro 210 milioni rispetto al 31 dicembre 2020), influenzati dal sensibile aumento dei prezzi delle commodity registrato nell'ultimo trimestre 2021.

Il circolante commerciale risente positivamente delle diverse modalità di allocazione gas recentemente introdotte dal distributore nazionale e dal miglioramento dei tempi di incasso dai clienti domestici.

In diminuzione anche le rimanenze finali (- Euro 4,3 milioni) soprattutto per minori giacenze di gas in stoccaggio. Aumenta inoltre il saldo netto delle altre passività correnti, sia per i maggiori debiti per dividendi verso soci sia per l'aumento dei debiti per accise soprattutto del comparto elettrico, correlati all'aumento delle vendite a fronte del versamento di acconti di accise determinati sulla base del fatturato dell'esercizio precedente.

Il capitale investito netto ammonta ad Euro 650,6 milioni in diminuzione del 4,9% rispetto al 31 dicembre 2020.

Il patrimonio netto al 31 dicembre 2021 ammonta a Euro 410,4 milioni (Euro 392,4 milioni al 31 dicembre 2020). Le variazioni intervenute nell'esercizio sono riconducibili al risultato di periodo e alla distribuzione di dividendi e agli effetti del consolidamento di Edma Reti Gas. Il patrimonio netto rappresenta il 63,1% delle fonti di finanziamento rispetto al 57,4% dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2020.

L'incremento della generazione di cassa della gestione operativa ha portato ad una significativa riduzione dell'indebitamento finanziario netto che passa da Euro 291,4 milioni dell'esercizio 2020 ad Euro 240,1 milioni al 31 dicembre 2021 con un'incidenza sul capitale raccolto che scende dal 42,6% al 31 dicembre 2020 al 36,9% al 31 dicembre 2021.

8.2 STRUTTURA FINANZIARIA 2021 COMPARATO CON 2020

In data 4 marzo 2021 l'European Securities and Markets Authority (ESMA) ha pubblicato gli Orientamenti in materia di obblighi di informativa ai sensi del Regolamento UE 2017/1129 (cd. "Regolamento sul Prospetto").

Con il "Richiamo di attenzione n. 5/21" del 29 aprile 2021, la CONSOB ha dichiarato l'intenzione di conformare le proprie prassi di vigilanza in materia di posizione finanziaria netta ai suddetti orientamenti ESMA. In particolare, la CONSOB ha dichiarato che i prospetti da essa approvati, a decorrere dal 5 maggio 2021, dovranno risultare conformi ai suddetti Orientamenti ESMA.

Pertanto, in base alle nuove previsioni, gli emittenti quotati dovranno presentare, nelle note illustrative dei bilanci annuali e delle semestrali, pubblicate a partire dal 5 maggio 2021, un nuovo prospetto in materia di indebitamento da redigere secondo le indicazioni contenute nei paragrafi 175 e seguenti dei suddetti Orientamenti ESMA.

Al riguardo, gli Orientamenti ESMA prevedono le seguenti principali modifiche al prospetto sull'indebitamento:

- a. non si parla più di "Posizione finanziaria netta", ma di "Totale indebitamento finanziario";
- b. nell'ambito dell'indebitamento finanziario non corrente occorre includere anche i debiti commerciali e gli altri debiti non correnti, cioè i debiti non remunerati, ma che presentano una significativa componente di finanziamento implicito o esplicito;
- c. nell'ambito dell'indebitamento finanziario corrente, occorre indicare separatamente la parte corrente dell'indebitamento finanziario non corrente.

L'applicazione degli Orientamenti ESMA e l'adozione della nuova definizione di "Totale indebitamento finanziario" non hanno determinato effetti sulla posizione finanziaria netta del Gruppo al 31 dicembre 2021 e 2020.

Si riporta di seguito il dettaglio della composizione dell'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2021 e 2020 derivato dai bilanci consolidati per gli esercizi chiusi alle medesime date:

Indebitamento finanziario netto			
(valori in migliaia di euro)		2021.12	2020.12
A.	Disponibilità liquide	143.107	160.249
B.	Mezzi equivalenti a disponibilità liquide		
C.	Altre attività finanziarie correnti	36.257	13.546
	- <i>strumenti finanziari derivati correnti</i>	26.827	13.449
	- <i>Crediti verso banche</i>	9.430	97
D.	Liquidità (A) + (B) + (C)	179.365	173.795
E.	Debito finanziario corrente (inclusi gli strumenti di debito, ma esclusa la parte corrente del debito finanziario non corrente)	235.939	130.455
	- <i>debiti finanziari correnti</i>	34.891	32.509
	- <i>strumenti finanziari derivati correnti</i>	33.876	10.021
	- <i>debiti bancari</i>	70.304	87.925
	- <i>obbligazioni emesse</i>	96.868	-
F.	Parte corrente del debito finanziario non corrente	6.145	5.859
	- <i>debiti v/altri finanziatori per leasing finanziari</i>	363	352
	- <i>debiti v/altri finanziatori per leasing operativi</i>	4.347	4.072
	- <i>debiti v/soci per finanziamenti</i>	1.435	1.435
G.	Indebitamento finanziario corrente (E) + (F)	242.085	136.314
H.	Indebitamento finanziario corrente netto (G) - (D)	62.720	(37.481)
I.	Debito finanziario non corrente (esclusi la parte corrente e gli strumenti di debito)	21.236	21.891
	- <i>debiti v/altri finanziatori per leasing finanziari</i>	4.038	4.401
	- <i>debiti v/altri finanziatori per leasing operativi</i>	11.829	10.685
	- <i>debiti v/soci per finanziamenti</i>	5.370	6.805
J.	Strumenti di debito	156.166	306.970
	Debiti bancari non correnti	106.649	161.134
	Obbligazioni emesse	49.516	145.835
K.	Debiti commerciali e altri debiti non correnti	-	-
L.	Indebitamento finanziario non corrente (I) + (J) + (K)	177.402	328.861
O.	Totale indebitamento finanziario (H) + (L)	240.122	291.380

Al 31 dicembre 2021 l'indebitamento finanziario netto è pari Euro 240,1 milioni in miglioramento rispetto al 31 dicembre 2020 di Euro 51,3 milioni, principalmente grazie alla maggiore generazione di cassa operativa e alla variazione del capitale circolante netto.

La principale variazione è relativa alla diminuzione dell'indebitamento finanziario non corrente per effetto del rimborso di mutui nell'esercizio per Euro 77,2 milioni (al netto di nuove accensioni per Euro 12 milioni) ed alla riclassifica nell'indebitamento finanziario corrente del prestito obbligazionario di importo nominale outstanding di Euro 97,2 milioni ed un valore a costo ammortizzato di Euro 96,8 milioni.

8.3 PRINCIPALI INDICATORI FINANZIARI 2021 E 2020

Nel seguito sono esposti i principali indici finanziari e patrimoniali sulla base del bilancio consolidato al 31 dicembre 2021 e 2020:

Indicatori patrimoniali e finanziari consolidati	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2021	2020
Rapporto di solidità (totale attività non correnti / totale attivo)	53,6%	59,4%
Rapporto di elasticità (totale attività correnti / totale attivo)	46,4%	40,6%
Rapporto di disponibilità (totale attività non correnti / totale attività correnti)	115,4%	146,4%
Rapporto Indebitamento Finanziario Netto /Equity - (Leverage)	0,6	0,7
Rapporto Indebitamento Finanziario Netto /EBITDA <i>Adjusted</i>	2,1	2,7
Rapporto Indebitamento finanziario a breve termine/Indebitamento finanziario netto	0,3	(0,1)
Rapporto Indebitamento finanziario a lungo termine/Indebitamento finanziario netto	0,7	1,1

Nel seguito sono esposti i principali indici economici sulla base dei risultati adjusted del bilancio consolidato al 31 dicembre 2021 e 2020:

Indicatori economici	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2021	2020
EBITDA margin (Ebitda <i>Adjusted</i> /Ricavi)	10,6%	14,0%
ROE (Utile Netto <i>Adjusted</i> /Patrimonio Netto)	6,9%	6,3%
ROI (Ebit <i>Adjusted</i> /Capitale Investito Netto)	9,3%	6,7%

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

Nei prospetti seguenti sono esposti i conti economici *adjusted* per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2021 e 2020 delle strategic business units:

Settori operativi 2021 (valori in migliaia di euro)	Mercato Regolato	Vendita Gas e Luce	Corporate e Altre	Rettifiche e Elisioni	Totale
Totale Ricavi	108.535	935.580	87.664	(73.291)	1.058.488
Costi esterni	(54.804)	(870.671)	(56.155)	71.117	(910.512)
Costi del personale	(15.406)	(11.692)	(14.758)	2.175	(39.681)
Proventi/(oneri) da gestione rischio commodity	-	2.915	-	-	2.915
Quota del risultato di società collegate e joint venture di natura non finanziaria	945	-	-	-	945
Margine operativo lordo (Ebitda)	39.271	56.132	16.752	-	112.155
Ammortamenti	(18.951)	(17.252)	(12.805)	-	(49.007)
Accantonamenti	(100)	(12.046)	(500)	-	(12.646)
Risultato operativo (Ebit)	20.220	26.834	3.447	-	50.502

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
Margine operativo lordo (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

9.1 MERCATO REGOLATO

La seguente tabella presenta i principali dati economici relativi all'attività di distribuzione di gas naturale del Gruppo Estra per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2021 e 2020.

Mercato Regolato	Esercizio chiuso al 31 dicembre				Variazione del periodo	
	2021	% su Totale Ricavi	2020	% su Totale Ricavi	2021 vs 2020	%
Conto economico del settore operativo (valori in migliaia di Euro)						
Totale Ricavi	108.535	100%	106.418	100%	2.117	2%
Costi esterni	(54.804)	(50%)	(53.317)	(50%)	(1.487)	3%
Costi del personale	(15.406)	(14%)	(14.714)	(14%)	(692)	5%
Proventi/(oneri) da partecipaz. di natura non fin.	945	1%	671	1%	275	41%
Margine operativo lordo (Ebitda)	39.271	36%	39.058	37%	213	1%
Ammortamenti e svalutazioni	(18.951)	(17%)	(18.508)	(17%)	(442)	2%
Accantonamenti	(100)	-	(280)	-	180	(64%)
Risultato operativo (Ebit)	20.220	19%	20.270	17%	(50)	-

Andamento 2021 comparato al 2020

Al 31 dicembre 2021 la SBU Mercato Regolato presenta ricavi da tariffa distribuzione gas (VRT) pari a 66,2 milioni di euro, sostanzialmente stabili rispetto ai 66,6 milioni del 2020. Gli investimenti realizzati negli ultimi anni e la crescita dei pdr gestiti hanno consentito di mantenere stabile il vincolo dei ricavi da distribuzione gas.

In aumento i ricavi dell'attività di distribuzione e vendita gpl che passano da 2,7 a 3,1 milioni di euro.

In crescita i costi capitalizzati relativi a lavori su reti, impianti e a posa misuratori che passano da Euro 21,1 a 25,4 milioni di euro con incremento correlato dei costi esterni operativi. I ricavi per negoziazione dei titoli efficienza energetica ammontano a 5,5 milioni di euro rispetto a 7,1 milioni del 2020 con corrispondente riduzione dei costi di acquisto. In lieve diminuzione gli altri ricavi e proventi (da Euro 8,8 milioni di euro ad Euro 8,2 milioni di euro): i maggiori ricavi per prestazioni accessorie a clienti del 2021, dovuti a una ripresa delle attività rispetto al periodo di lockdown per emergenza Covid-19 del 2020, sono

stati più che compensati da variazioni negative su conguagli tariffari tra l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2021 e il corrispondente periodo del 2020.

L'Ebitda è pari a 39,3 milioni di euro, in leggero aumento rispetto ai 39,1 del 2020.

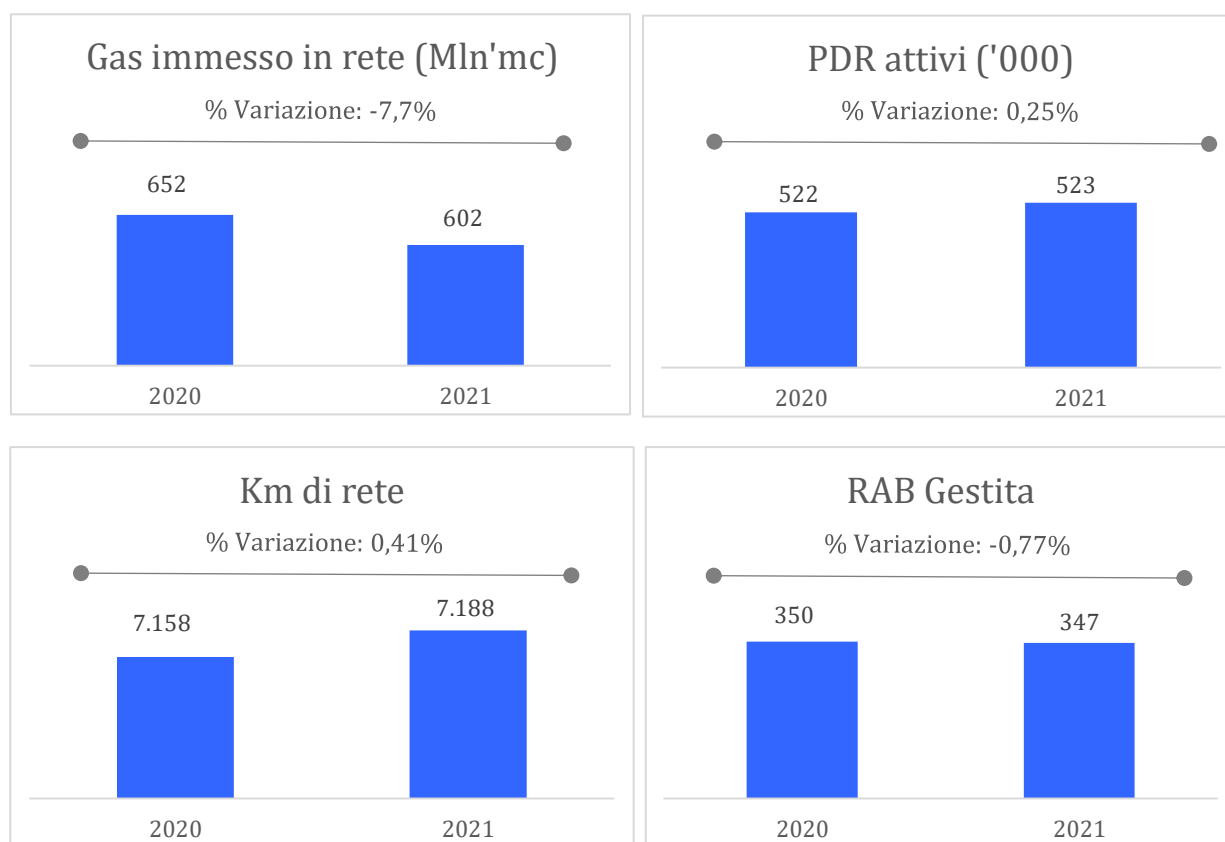
In leggero aumento gli ammortamenti pari a 19,0 milioni di euro (18,6 nel 2020). L'ebit è pari a 20,2 milioni di euro (20,3 milioni di euro nel 2020).

In crescita i principali indicatori gestionali relativi ai PDR attivi e all'estensione del servizio Distribuzione Gas grazie ai nuovi investimenti realizzati.

Si segnalano inoltre 5 mila clienti gpl serviti da reti canalizzate di circa 140 chilometri.

Gli investimenti realizzati su reti, impianti e nel comparto misura con la sostituzione dei contatori tradizionali con misuratori elettronici hanno consentito di mantenere sostanzialmente stabile la RAB (Regulatory Asset Base), indicatore che determina il capitale investito netto ai fini della determinazione tariffarie da parte di Arera.

La RAB gestita nel 2021 dalle società consolidate integralmente (Centria, Murgia e Gergas), è pari ad Euro 347,4 milioni (Euro 350,1 milioni nel 2020).



9.2 VENDITA GAS E LUCE

La seguente tabella presenta i principali dati economici relativi all'attività di Vendita Gas e Luce del Gruppo Estra per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2021 e 2020.

Vendita Gas e Luce	Esercizio chiuso al 31 dicembre				Variazione del periodo	
	2021	% su Totale Ricavi	2020	% su Totale Ricavi	2021 vs 2020	%
Conto economico del settore operativo (valori in migliaia di Euro)						
Totale Ricavi	935.580	100%	669.348	100%	266.232	40%
Costi esterni	(870.671)	(93%)	(598.759)	(89%)	(271.911)	45%
Costi del personale	(11.692)	(1%)	(11.228)	(2%)	(464)	4%
Proventi/(oneri) da gestione rischio commodity	2.915	-	(1.205)	-	4.120	>100%
Margine operativo lordo (Ebitda)	56.132	6%	58.156	9%	(2.024)	(3%)
Ammortamenti e svalutazioni	(17.252)	(2%)	(17.243)	(3%)	(9)	-
Accantonamenti	(12.046)	(1%)	(12.783)	(2%)	737	(6%)
Risultato operativo (Ebit)	26.834	3%	28.130	4%	(1.296)	(5%)

I ricavi del comparto Vendita Gas e Luce registrano un incremento di 266,2 milioni di euro rispetto al 2020 per effetto di:

- aumento dei ricavi di gas naturale per il sensibile incremento delle tariffe, con volumi stabili rispetto ai valori 2020 (+ Euro 139,5 milioni);
- incremento dei ricavi di energia elettrica per maggiori volumi di vendita verso clienti retail e, soprattutto, per incremento delle tariffe di vendita (Euro 95,6 milioni);
- incremento delle vendite al PSV e per operazioni di bilanciamento nel comparto gas con ricavi che passano da 6,4 milioni di euro del 2020 a 51,3 milioni di euro del 2021;
- riduzione delle componenti passanti della distribuzione gas e del trasporto e dispacciamento energia elettrica per 14,2 milioni di euro;
- lieve incremento dei ricavi accessori verso clienti per circa 0,5 milioni di euro.

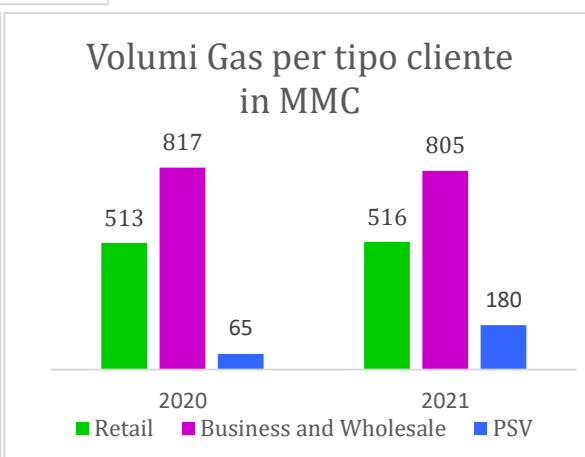
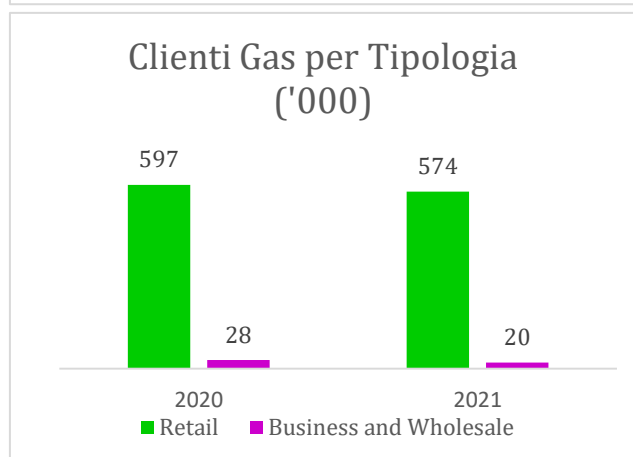
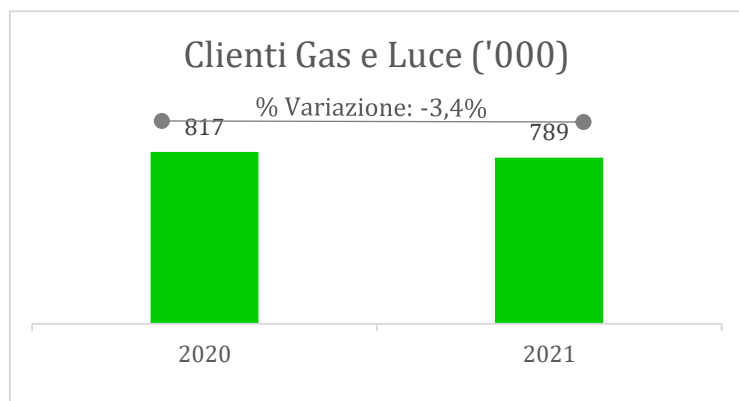
I ricavi del comparto gas rappresentano il 76% dei ricavi della Sbu (78% nel 2020).

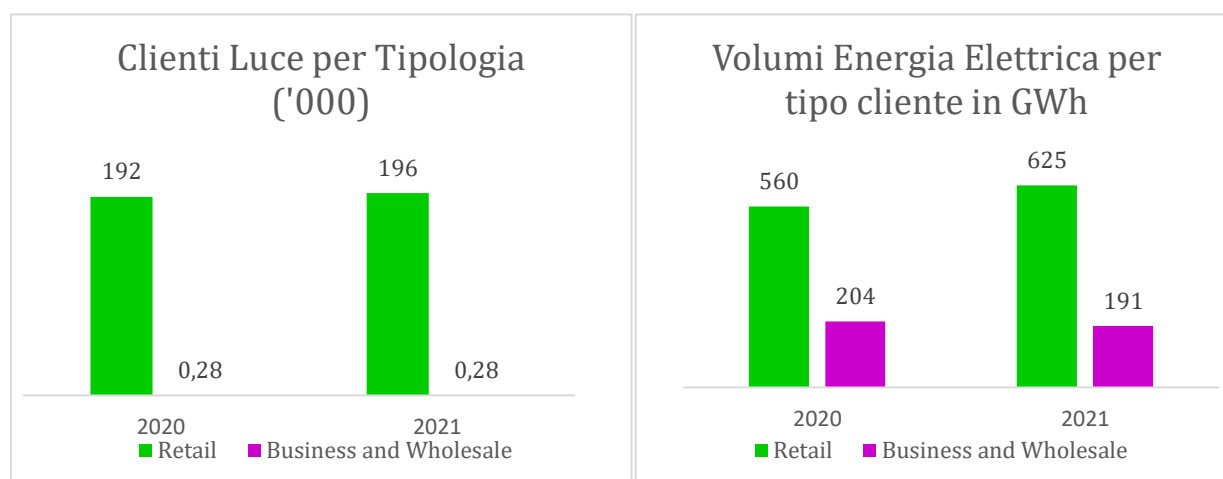
L'Ebitda della SBU Vendita Gas e Luce è pari a 56,1 milioni di euro in diminuzione rispetto ai 58,6 milioni di euro del 2020 e rappresenta il 50% dell'Ebitda consolidato (54% nel 2020). La riduzione è imputabile alle dinamiche rilevate nell'ultimo trimestre nel contesto di mercato del gas, in cui si sono registrati incrementi dei prezzi assolutamente straordinari, che hanno generato tensioni sull'intera filiera di fornitura, con conseguenze anche su alcune controparti con cui opera il Gruppo. La riduzione della marginalità gas è stata in parte compensata dall'incremento del margine elettrico.

Gli ammortamenti e le svalutazioni, che ammontano a 17,3 milioni di euro, sono stabili rispetto ai valori dell'esercizio precedente.

In leggera diminuzione gli accantonamenti che passano da Euro 12,8 milioni ad Euro 12,0 milioni. L'Ebit è pari ad Euro 26,8 milioni (Euro 28,1 milioni nel 2020).

Al 31 dicembre 2021 i clienti gas e luce sono 789 mila in diminuzione rispetto al dato rilevato al 31 dicembre 2020:





9.3 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 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 2021 e 2020:

Corporate e Altre	Esercizio chiuso al 31 dicembre				Variazione del periodo	
	2021	% su Totale Ricavi	2020	% su Totale Ricavi	2021 vs 2020	%
Conto economico del settore operativo (valori in migliaia di Euro)						
Totale Ricavi	87.664	100%	55.930	100%	31.734	57%
Costi esterni	(56.155)	(64%)	(33.130)	(59%)	(23.024)	69%
Costi del personale	(14.758)	(17%)	(13.288)	(24%)	(1.470)	11%
Margine operativo lordo (Ebitda)	16.752	19%	9.512	17%	7.240	76%
Ammortamenti e Svalutazioni	(12.805)	(15%)	(12.272)	(22%)	(532)	4%
Accantonamenti	(500)	(1%)	(161)	-	(339)	>100%
Risultato operativo (Ebit)	3.447	4%	(2.921)	(5%)	6.369	>100%

Il sensibile incremento dei ricavi (+57% rispetto al 31 dicembre 2020) è dovuto, prevalentemente, alle attività di efficientamento energetico che hanno avuto un forte sviluppo nel corso del 2021 anche grazie alle agevolazioni fiscali per i committenti dei lavori di isolamento termico degli edifici (incremento di Euro 23,9 milioni).

In crescita anche i ricavi delle attività digital per Euro 0,9 milioni.

Il consolidamento di Ecos ha portato ad un incremento anche alle attività sul comparto ambiente (Euro 5,8 milioni).

In aumento anche i ricavi della capogruppo per maggiori attività svolte verso le società del gruppo (+1,1 milioni di euro).

Al 31 dicembre 2021 l'Ebitda della SBU Corporate e Altro è pari a Euro 16,8 milioni rispetto ad Euro 9,5 milioni del 2020. La variazione è principalmente riferita alla maggiore marginalità del comparto efficienza energetica in parte compensata dai minori risultati del comparto ambiente.

L'Ebitda della Sbu corporate e altre attività rappresenta il 15% dell'Ebitda del gruppo (9% al 31 dicembre 2020).

In crescita gli ammortamenti che passano da 12,3 a 12,8 milioni di euro principalmente per ampliamento delle attività del comparto ambiente.

L'Ebit è pari a 3,4 milioni di euro rispetto a un valore negativo di 2,9 milioni di euro del 2020.

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").

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 2021	
	Risultato dell'esercizio di Gruppo	Patrimonio netto Totale
Patrimonio netto e risultato d'esercizio come riportati nel bilancio d'esercizio della società controllante	17.725	416.844
Risultati ed eliminazione del valore di carico delle partecipate consolidate integralmente	42.480	86.938
Storno svalutazioni partecipazioni	-	1.617
Eliminazione effetti su plusvalenze infragruppo	4.171	(113.623)
Scritture di Consolidamento Metodo del Patrimonio Netto	436	2.772
Altre	(9)	(154)
Ammortamento delle differenze di consolidamento	(6.211)	(30.943)
Eliminazione effetti da fusioni infragruppo	2.301	9.771
Eliminazione dei dividendi infragruppo	(28.169)	(1.933)
Risultato d'esercizio e Patrimonio netto del Gruppo come riportati nel bilancio consolidato	32.725	371.290
Quote di terzi di risultato e patrimonio netto	214	41.736
Risultato d'esercizio e Patrimonio netto come riportati nel bilancio consolidato	32.939	413.025

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

Oltre al completamento dell'acquisizione di Bisenzio Ambiente S.r.l., come illustrato nel paragrafo "3.3 Accordo di investimento per l'acquisizione di Bisenzio Ambiente S.r.l.", si evidenziano i seguenti fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio.

12.1 EMISSIONE PRESTITO OBBLIGAZIONARIO

Nonostante l'attuale contesto di complessità dei mercati energetici e finanziari, acuito dal conflitto tra Russia e Ucraina, E.s.tr.a S.p.A., in data 14/04/2022, ha concluso con successo l'emissione di un prestito obbligazionario unsecured e non convertibile di Euro 80 milioni rappresentato da obbligazioni quotate sul mercato regolamentato gestito dalla Borsa Irlandese, dove è stato depositato il relativo prospetto informativo.

Il prestito obbligazionario è garantito dalla controllata Centria S.r.l., interamente sottoscritto da investitori istituzionali al di fuori degli Stati Uniti d'America. Le obbligazioni, emesse sotto la pari al prezzo di 98,509% del valore nominale, sono prive di rating, hanno una durata di 5 anni ed una cedola fissa del 3,050%. Contestualmente alla nuova emissione, Estra S.p.A. ha provveduto al riacquisto parziale di Euro 30 milioni del prestito obbligazionario, di outstanding Euro 50 milioni al 31 dicembre 2021, in scadenza a novembre 2023 al prezzo di 100,53% del valore nominale.

L'emissione è finalizzata al parziale rifinanziamento del debito esistente nonché al sostegno del piano di investimenti del Gruppo, nel solco della strategia di diversificazione ed allungamento delle fonti di finanziamento già avviata con successo dalla società con la propria prima emissione obbligazionaria internazionale risalente al 2015.

12.2 CONFLITTO TRA RUSSIA E UCRAINA

Nel mese di febbraio 2022 i rapporti fra le nazioni di Russia e Ucraina si sono deteriorati a tal punto da sfociare in un conflitto armato. A seguito dell'invasione russa dell'Ucraina, lanciata il 24 febbraio 2022, gli Stati Uniti, l'Unione Europea e molti altri paesi hanno emanato sanzioni e controlli sulle esportazioni contro Russia e Bielorussia.

Inoltre, all'inizio di marzo 2022, gli Stati Uniti hanno introdotto un divieto alle importazioni russe di petrolio e di altri prodotti energetici dalla Russia, mentre il Regno Unito ha annunciato che avrebbe gradualmente eliminato l'importazione di petrolio e prodotti petroliferi russi entro la fine del 2022.

Tali eventi hanno già avuto un impatto significativo sull'economia europea e mondiale, tra cui una maggiore volatilità del mercato e significativi aumenti dei prezzi dell'energia, del gas naturale e delle materie prime. Tuttavia, l'invasione dell'Ucraina può comportare ulteriori conseguenze negative per l'economia europea e globale, come quelle derivanti da ulteriori sanzioni, controlli sulle esportazioni ed embarghi, maggiore instabilità regionale, cambiamenti geopolitici e altri effetti negativi sulle condizioni macroeconomiche, sui tassi di cambio, catene di approvvigionamento (compresa la fornitura di petrolio, gas naturale e altre materie prime da Russia e Ucraina) e mercati finanziari.

Tali conseguenze, ad oggi imprevedibili, rendono non determinabili i possibili effetti nel medio e lungo periodo sul piano industriale del Gruppo, essendo ovviamente dipendenti dalla durata ed evoluzione del conflitto.

L'effetto di maggiore rilevanza ad oggi riscontrato per il Gruppo è stato il protrarsi della volatilità e dell'elevato livello dei prezzi del gas naturale ed energia elettrica cominciato già a partire da fine 2021 prima dell'insorgere del conflitto, con impatto sull'assorbimento di cassa generato dal capitale circolante netto dell'attività di vendita di gas naturale ed energia elettrica che risente fisiologicamente del disallineamento tra tempi di incasso dai clienti e pagamento ai fornitori. Per far fronte a tale repentino e straordinario incremento dei prezzi, ipotizzato persistente fino a fine esercizio 2022, il Gruppo è prontamente intervenuto ottenendo ampi incrementi di linee di affidamento bancario come illustrato nel paragrafo "Obiettivi e criteri di gestione del rischio finanziario".

Si precisa che il Gruppo non ha rapporti diretti di fornitura con controparti russe e, in particolare, con nessun produttore russo di gas naturale, per quanto un'eventuale indisponibilità di forniture di gas provenienti dalla Russia, quale decisione sanzionatoria da parte dell'Unione Europea o quale misura ritorsiva da parte della Russia, comporterebbe inevitabilmente riflessi indiretti sul Gruppo per effetto di impatti sistemici di più ampia portata.

Gli amministratori danno atto di monitorare con estrema attenzione la situazione, in considerazione del potenziale impatto negativo sul contesto economico generale, individuando, laddove possibile, azioni di mitigazione dei rischi.

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, 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, anche alla luce dell'evoluzione del conflitto tra Russia e Ucraina.

14. NORMATIVA DI SETTORE

Si evidenziano di seguito i tratti salienti delle principali tematiche oggetto dell'evoluzione normativa relativa all'anno 2021 per le diverse aree di business del Gruppo Estra.

Tematiche trasversali

Emergenza COVID-19

Per far fronte all'emergenza Covid-19, nel 2021 sono state adottate numerose misure straordinarie dirette a prevenirne ed arginare l'espansione e gli effetti sul sistema economico. Si tratta di provvedimenti d'urgenza finalizzati a sostenere famiglie, lavoratori e imprese. Le principali misure adottate, relative a tematiche d'interesse per il Gruppo Estra, sono riportate all'interno delle varie sezioni della rassegna; di seguito i principali provvedimenti che le contengono.

DECRETO SOSTEGNI (L. n. 69 DEL 21 MAGGIO 2021 – D.L. n. 41 DEL 22 MARZO 2021)

Reca misure urgenti in materia di sostegno alle imprese e agli operatori economici, di lavoro, salute e servizi territoriali, connesse all'emergenza da Covid-19. Introduce misure di sospensione di adempimenti e di versamenti tributari, disposizioni in materia di integrazione salariale, misure a sostegno dei lavoratori in condizioni di fragilità; riconosce un contributo a fondo perduto in favore degli operatori economici, estende il quadro di misure di aiuto alle imprese, introduce misure di riduzione degli oneri delle bollette elettriche e della tariffa speciale del canone RAI.

DECRETO RIAPERTURE (LEGGE n. 87 DI CONVERSIONE DEL D.L. n. 52 DEL 22 APRILE 2021)

Misure urgenti per la graduale ripresa delle attività economiche e sociali nel rispetto delle esigenze di contenimento della diffusione dell'epidemia da COVID-19. Alla luce dei dati scientifici sul quadro sanitario e dell'andamento della campagna vaccinale, il d. l. prevede che le attività già oggetto di restrizioni debbano svolgersi in conformità dei protocolli e delle linee guida adottate dalle Autorità. Il provvedimento prevede anche l'introduzione delle "Certificazioni verdi Covid-19 sul territorio nazionale.

DECRETO INTERMINISTERIALE MOBILITY MANAGER DEL 22 MAGGIO 2021

Il decreto, approvato dal Ministero per la Transizione Ecologica e dal Ministero delle Infrastrutture e della Mobilità Sostenibili, prevede che le imprese con singole unità locali con più di 100 dipendenti e in presenza di specifici criteri geografici, adottino entro il 31 dicembre di ogni anno, un piano degli spostamenti casa-lavoro del proprio personale dipendente finalizzato alla riduzione del mezzo di trasporto privato individuale. Le stesse imprese hanno inoltre l'obbligo di nominare un Mobility Manager con funzioni di pianificazione, programmazione e gestione di soluzioni di mobilità sostenibile.

DECRETO SOSTEGNI BIS (L. n. 106 DEL 23 LUGLIO 2021 – D.L. n. 73 DEL 25 MAGGIO 2021)

Misure urgenti connesse all'emergenza sanitaria in materia di imprese, lavoro, giovani, salute e servizi territoriali. Introduce nuovi contributi a fondo perduto al fine di sostenere gli operatori economici colpiti dall'emergenza, proroga la riduzione degli oneri delle bollette elettriche, reca misure per il sostegno alla liquidità delle imprese e rifinanzia Fondo per il sostegno alle grandi imprese etc.

DECRETO SEMPLIFICAZIONI-BIS (L. n. 108/2021 – D. L. 77 DEL 31 MAGGIO 2021)

Il decreto ha consentito un notevole snellimento delle modalità e delle tempistiche di realizzazione degli interventi favorendo la velocizzazione degli adempimenti burocratici, il sostegno dell'innovazione tecnologica e della transizione ecologica e digitale, nonché lo sblocco del Superbonus 110%.

DISEGNO DI LEGGE PER IL MERCATO E LA CONCORRENZA 2021 – (DDL N. 2469 DEL 4 NOVEMBRE 2021)

Il disegno di legge si propone di promuovere la concorrenza per favorire l'accesso ai mercati anche di imprese di minori dimensioni, rimuovere ostacoli accesso ai mercati anche attraverso la semplificazione normativa e amministrativa, tutelare i consumatori. Gli ambiti di interesse coinvolti dal disegno di legge riguardano i Servizi gestione rifiuti, le Concessioni servizio distribuzione gas naturale, la Mobilità Elettrica e le Telecomunicazioni.

Per una disamina più approfondita del DDL si rimanda alla sezione "Distribuzione Gas Naturale".

“PROROGA DELLO STATO DI EMERGENZA NAZIONALE E ULTERIORI MISURE PER IL CONTENIMENTO DELLA DIFFUSIONE DELL’EPIDEMIA DA COVID-19” (D.L. n. 221 DEL 24 DICEMBRE 2021)

Viene prorogato lo stato di emergenza fino al 31 marzo 2022 in considerazione degli sviluppi epidemiologici; rafforzate altresì le misure per contrastare possibili contagi. Introdotte inoltre misure estensive dell’obbligo di esibizione del certificato verde “Green Pass” e implementazioni del piano strategico dei vaccini.

DECRETO “TAGLIA-BOLLETTE” (L. n. 171 DEL 25 NOVEMBRE 2021 - D.L. n. 130 DEL 27 SETTEMBRE 2021)

Prevede misure urgenti per il contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nel settore elettrico e del gas naturale. Il decreto-legge si propone di ridurre l’impatto l’incremento del costo dell’energia registrato nel corso della seconda parte del 2021 sulle bollette dei consumatori, con specifico riferimento al quarto trimestre del 2021.

REGOLAMENTO N. 2021/241/UE DEL 12 FEBBRAIO 2021

Il Regolamento istituisce il Dispositivo per la Ripresa e la Resilienza, il principale strumento di intervento all’interno di Next Generation EU, il piano approvato a livello europeo per contribuire a riparare i danni economici e sociali post Covid-19. Il dispositivo è articolato in sei pilastri: transizione verde; trasformazione digitale; coesione economica, produttività e competitività; coesione sociale e territoriale; salute, resilienza economica, sociale e istituzionale; politiche per la prossima generazione. Esso prevede che ciascuno Stato membro destini almeno il 37% della spesa per investimenti e riforme programmata nei PNRR al conseguimento degli obiettivi climatici e almeno il 20% alla transizione digitale.

Il **22 giugno 2021** la Commissione europea ha pubblicato la proposta di decisione di esecuzione del Consiglio, fornendo una valutazione globalmente positiva del PNRR italiano. La proposta è stata accompagnata da una dettagliata analisi del Piano.

Il **13 luglio 2021** il PNRR dell’Italia è stato definitivamente approvato con Decisione di esecuzione del Consiglio, che ha recepito la proposta della Commissione europea.

(L. n. 233 DEL 29 DICEMBRE 2021 – D.L. n. 152 DEL 6 NOVEMBRE 2021)

“Disposizioni urgenti per l’attuazione del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) e per la prevenzione delle infiltrazioni mafiose”.

Il decreto ribadisce la necessità di semplificazione delle procedure e di rispetto delle tempistiche previste nel PNRR. A tal fine dispone la semplificazione delle procedure sugli investimenti ferroviari, il miglioramento dell’efficienza dei processi di gestione, revisione e valutazione della spesa, il sostentamento delle imprese turistiche, l’accelerazione della transizione energetica attraverso l’istituzione di un fondo rotativo e la semplificazione e il rafforzamento degli obiettivi della transizione digitale.

D. LGS. 199 DEL 8/11/2021 – ATTUAZIONE DELLA DIRETTIVA EUROPEA SULLA PROMOZIONE DELL’USO DELL’ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI.

Il decreto reca disposizioni in materia di energia da fonti rinnovabili, definendo strumenti, meccanismi ed incentivi, nonché il quadro istituzionale, finanziario e giuridico necessari per il raggiungimento degli obiettivi di utilizzo di energia pulita entro il 2030, in coerenza con gli obiettivi europei di decarbonizzazione del sistema energetico al 2030. Al contempo, oltre a promuovere le fonti energetiche rinnovabili, il decreto persegue il coordinamento con gli strumenti e le misure previsti dal Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza.

La rassegna del decreto viene dettagliatamente esplicitata all’interno della sezione normativa relativa ai “Servizi Energetici ed Efficienza Energetica”, più avanti riportata.

Temporary framework for State aid measures to support the economy in the current COVID-19 outbreak - COM 2020/C 91 I/01

Con la Comunicazione della Commissione gli Stati membri sono stati autorizzati ad adottare aiuti al tessuto economico in deroga alla disciplina ordinaria sugli aiuti di Stato. Il Temporary Framework è stato esteso ed integrato più volte. L’ultima Comunicazione del 18 novembre 2021 approva la sesta proroga del Quadro temporaneo fino al 30 giugno 2022, definendo nel contempo un percorso per la graduale eliminazione degli aiuti legati alla crisi alla luce della ripresa in corso dell’economia europea.

LEGGE DI DELEGAZIONE EUROPEA 2019-2020 – LEGGE 22 aprile 2021, n. 53

Si tratta di norme destinate a integrare l’ordinamento nazionale o a disciplinare aspetti della vita economica, sociale e sanitaria dei cittadini italiani in ambiti molto diversi: servizi di media audiovisivi, codice delle comunicazioni elettroniche, politiche in materia di equilibrio tra attività professionale e vita familiare alla riduzione dell’utilizzo della plastica; disciplina la promozione di veicoli puliti e a basso

consumo alle norme per l'esercizio del diritto d'autore e il regime delle accise all'imposta sul valore aggiunto.

LEGGE DI BILANCIO 2022 (L. 234 DEL 30 DICEMBRE 2021)

Fisco e sostegno ai redditi

• Riforma dell'IRPEF

La legge di Bilancio 2022 interviene sulla materia fiscale ridisegnando il profilo di aliquote e scaglioni, riducendole da 5 a 4. Introduce inoltre novità riguardo alla modulazione delle detrazioni, l'introduzione di uno sconto sui contributi previdenziali e la soppressione dell'Irap per le ditte individuali. Le aliquote dell'imposta sulle persone fisiche sono state così individuate: 23% sui redditi fino a 15 mila euro; 25% sullo scaglione tra 15 mila e 28 mila euro; 35% tra 28 mila e 50 mila e 43% sui redditi maggiori. Per i redditi fino a 15 mila euro permane il bonus di 100 euro introdotto dal Governo Renzi.

• Superbonus

Vengono rimodulati i termini per i lavori che danno diritto alla detrazione fiscale del 110%. Il Superbonus viene così prolungato fino al 31 dicembre 2022 e in casistiche particolari, il termine è ulteriormente prorogato. La misura si applica anche all'installazione di impianti solari fotovoltaici fino ad un ammontare complessivo di spese non superiore a 48.000 euro. Per gli interventi effettuati nei comuni dei territori colpiti da eventi sismici verificatisi a partire dal 2009 dove sia stato dichiarato lo stato di emergenza, la detrazione per gli incentivi fiscali viene prorogata fino al 31 dicembre 2025, nella misura del 110%.

• Efficientamento energetico e recupero patrimonio edilizio

Vengono prorogate al 31 dicembre 2024 le detrazioni fiscali per gli interventi di efficientamento energetico e di ristrutturazione edilizia, per il sismabonus ordinario e il bonus 50% per l'acquisto e la posa in opera di impianti di climatizzazione invernale. Permane il bonus mobili ovvero la detrazione del 50% per l'acquisto di mobili e di grandi elettrodomestici di classe non inferiore ad A+.

• Contenimento aumenti dei prezzi di elettricità e gas

Stanziati complessivamente circa 3,8 miliardi di euro al fine di contenere gli effetti degli aumenti dei prezzi nel settore elettrico e del gas naturale per il primo trimestre 2022. Di questi, 1,8 miliardi di euro vanno ad azzerare gli oneri di sistema nelle bollette dell'elettricità applicati alle famiglie e alle microimprese e 480 milioni di euro per eliminare quelli del settore gas. Con circa 610 milioni di euro viene ridotta al 5% l'Iva sul gas naturale per tutte le utenze. Stanziati 912 milioni al fine di agevolare le tariffe per la fornitura di energia elettrica e gas per i clienti domestici economicamente svantaggiati e con problemi di salute.

Crescita e sostegno alle imprese

• Piano transizione 4.0

Per favorire la transizione ecologica e ambientale delle imprese, viene prorogato il Piano Transizione 4.0 per il periodo 2023-2025 con il rinnovo sia del credito d'imposta per l'acquisto di beni strumentali, sia del credito d'imposta per le attività di innovazione e design, mentre è prorogato fino al 2031 il credito d'imposta per le attività di ricerca e sviluppo.

Sostegno agli investimenti pubblici

- Viene istituito il Fondo per la strategia di mobilità sostenibile con l'obiettivo di ridurre le emissioni e raggiungere nell'Unione Europea la neutralità climatica entro il 2050; previsto stanziamento di 2 miliardi di euro.
- Destinati finanziamenti per 3,7 miliardi alle reti metropolitane.
- Finanziamento di interventi di manutenzione straordinaria, di messa in sicurezza, di nuova costruzione, di incremento dell'efficienza energetica e di cablaggio interno delle scuole - città metropolitane e province - per 2,7 miliardi di euro.
- Istituzione di un Fondo per l'attuazione del programma nazionale di controllo dell'inquinamento atmosferico per 2,3 miliardi di euro.

Rifiuti

Continua la serie di rinvii per l'introduzione della Plastic Tax, l'imposta sul consumo di manufatti in plastica monouso (MACSI) e della Sugar Tax, la tassa da applicare alle bevande edulcorate. La Legge di Bilancio 2022 infatti rinvia al 2023 l'entrata in vigore delle imposte.

Vendita gas naturale

DELIBERA 14 GENNAIO 2021 - 3/2021/R/GAS. Disposizioni in tema di corrispettivi di scostamento. Il provvedimento interviene sulle modalità applicative della disciplina delle penali di scostamento dovute a prelievi attribuiti presso punti di riconsegna della distribuzione che risultano anomali.

DELIBERA 2 MARZO 2021 - 79/2021/R/GAS. Disposizioni urgenti per il conferimento delle capacità di stoccaggio per l'anno termico 2021/2022 ed approvazione di una proposta di aggiornamento del codice di stoccaggio della società Stogit S.p.A.

Con questo provvedimento Arera approva una proposta di aggiornamento del Codice di Stoccaggio presentata dalla società Stogit finalizzata a recepire alcune modifiche legate alla gestione delle prestazioni dei servizi base di stoccaggio. Il provvedimento dà inoltre mandato al Direttore della Direzione Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale ad aggiornare le formule per il calcolo dei prezzi di riserva e di trasmetterle alle imprese di stoccaggio.

DELIBERA 30 MARZO 2021 - 133/2021/R/GAS. Determinazione delle condizioni economiche del servizio di tutela del gas naturale e del corrispettivo unitario variabile CRVos, a partire dall'1 ottobre 2021 fino al 30 settembre 2022.

La delibera approva i valori delle componenti CCR di cui all'articolo 6bis del TIVG e CRVos di cui all'articolo 36.1 dell'RTTG per il prossimo anno termico.

Vendita energia elettrica

DELIBERA 21 GENNAIO 2021 - 14/2021/R/EEL. Differimento del termine di pubblicazione del regolamento di gara per l'assegnazione del servizio a tutele gradualì per le piccole imprese del settore dell'energia elettrica di cui alla legge 4 agosto 2017, n. 124 e modifiche alla deliberazione dell'Autorità 491/2020/R/eel.

L'obiettivo strategico perseguito è il funzionamento efficiente dei mercati retail e nuove forme di tutela dei clienti di piccola dimensione nel contesto liberalizzato.

DELIBERA 26 GENNAIO 2021 - 28/2021/R/EEL. Adeguamento della regolazione per l'assegnazione del servizio a tutele gradualì per le piccole imprese del settore dell'energia elettrica di cui alla legge 4 agosto 2017, n. 124 e modifiche alla deliberazione dell'Autorità 491/2020/R/eel.

Il provvedimento adegua la regolazione per l'assegnazione del servizio a tutele gradualì alle disposizioni del decreto ministeriale del 31 dicembre 2020 riguardanti l'applicazione di una soglia massima di aree aggiudicabili a ciascun partecipante alle gare.

DELIBERA 2 FEBBRAIO 2021 - 32/2021/R/EEL. Disposizioni relative al meccanismo di riconoscimento degli oneri generali di sistema non riscossi dai clienti finali e già versati alle imprese distributrici.

Il provvedimento, a conclusione del procedimento di ottemperanza alle sentenze della giustizia amministrativa, di cui alla deliberazione 3 marzo, 109/2017/R/eel, fa seguito agli orientamenti espressi nel documento per la consultazione 445/2020/R/eel. Il provvedimento nell'istituire il "Meccanismo di riconoscimento degli oneri generali di sistema non riscossi dai clienti finali e già versati alle imprese distributrici", individua i soggetti partecipanti e delinea le condizioni di accesso al Meccanismo, i criteri per la quantificazione dei Oneri generali di sistema non riscossi, i criteri per il riconoscimento degli stessi, le modalità operative del Meccanismo nonché le tempistiche di presentazione delle istanze e di liquidazione degli ammontari da parte di CSEA, distinguendo tra la prima sessione del Meccanismo e quelle successive. Inoltre il provvedimento integra la disciplina delle garanzie nei contratti di trasporto, in merito al loro dimensionamento con riferimento agli oneri generali di sistema.

DELIBERA 16 FEBBRAIO 2021 – 53/2021/R/EEL. Completamento della regolazione del servizio a tutele graduali per le piccole imprese del settore dell'energia elettrica di cui alla legge 4 agosto 2017, n. 124 e modifiche alla deliberazione dell'Autorità 491/2020/R/eel.

Il provvedimento completa la disciplina per l'assegnazione del servizio a tutele graduali stabilendo i valori dei corrispettivi CSB, Ccom e CCM nonché le modalità di raccolta del gettito a copertura del meccanismo di reintegrazione della morosità dei clienti non disalimentabili e i valori rispettivamente del tetto massimo e del limite minimo entro cui sono accettate le offerte formulate in sede di asta, inclusa la percentuale di aumento di detto tetto in occasione delle aste di riparazione.

DELIBERA 29 MARZO 2021 – 124/2021/R/EEL. Disposizioni urgenti in materia di tariffe elettriche in attuazione dell'articolo 6 del Decreto-legge 22 marzo 2021, n. 41 e disposizioni alla Cassa per i servizi energetici ambientali.

Il provvedimento dà attuazione alle disposizioni urgenti del DL Sostegni, tramite una modifica transitoria delle componenti tariffarie a copertura dei costi dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica e delle componenti a copertura degli oneri generali di sistema applicabili alle utenze connesse in bassa tensione diverse dalle domestiche.

DELIBERA 6 APRILE 2021 – 140/2021/R/EEL. Previsione iniziative di comunicazione in osservanza del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 31 dicembre 2020, "Mercato libero dell'energia elettrica. Schema ingresso consapevole dei clienti finali".

Progetto comunicazione MiSE MiTE fine tutela.

DELIBERA 23 NOVEMBRE 2021 – 523/2021/R/EEL. Riforma della disciplina degli sbilanciamenti, in attuazione del quadro regolatorio europeo.

Con questo provvedimento viene implementata la riforma della disciplina degli sbilanciamenti, in attuazione del quadro regolatorio europeo. Tra le principali innovazioni vi è l'estensione, a partire dal 1 aprile 2022, del meccanismo di prezzo singolo per la valorizzazione degli sbilanciamenti di tutte le unità, senza distinzioni in base alle caratteristiche, e l'introduzione di ulteriori corrispettivi per il mancato rispetto degli ordini di dispacciamento per le unità abilitate.

DELIBERA 9 DICEMBRE 2021 – 570/2021/R/EEL. Riforma della disciplina degli sbilanciamenti, in attuazione del quadro regolatorio europeo.

Il provvedimento aggiorna le modalità e le tempistiche per: - la determinazione e l'aggiornamento dei cosiddetti coefficienti di ripartizione del prelievo dei punti di prelievo (di seguito: CRPP) utilizzati ai fini della determinazione dell'energia elettrica attribuita convenzionalmente ai punti di prelievo non trattati su base oraria nell'ambito del settlement mensile;- la profilazione convenzionale, nell'ambito del settlement mensile, dei prelievi di energia elettrica da punti di prelievo non trattati su base oraria corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica.

Vendita gas naturale ed energia elettrica

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

DELIBERA 2 MARZO 2021 - 81/2021/R/COM. Estensione delle disposizioni relative alle misure urgenti connesse all'emergenza epidemiologica Covid-19 in materia di rating creditizio e modifiche urgenti al codice di rete tipo per il servizio di trasporto dell'energia elettrica in materia di fideiussioni assicurative.

Il provvedimento integra la disciplina delle garanzie assicurative del Codice di rete tipo per il servizio di trasporto dell'energia elettrica disponendo l'ammissione delle fideiussioni assicurative anche se rilasciate da istituti assicurativi la cui società controllante risulta in possesso di idoneo giudizio di rating; inoltre estende le misure introdotte con la deliberazione 248/2020/R/com volte alla gestione della garanzia del rating nei contratti di trasporto dell'energia elettrica e di distribuzione del gas naturale nei casi di downgrade correlati alla situazione emergenziale da COVID-19.

DELIBERA 9 MARZO 2021 - 97/2021/R/COM. Differimento dell'entrata in vigore degli articoli 13 e 14 del Codice di condotta commerciale per la vendita di energia elettrica e di gas naturale ai clienti finali approvato con la deliberazione dell'Autorità 426/2020/R/com.

Con questa delibera Arera dispone il rinvio di tre mesi al 1 ottobre dell'entrata in vigore degli obblighi di comunicazione al cliente della prossima scadenza delle condizioni temporanee nelle offerte commerciali di elettricità e gas e delle relative sanzioni in caso di inadempimento, accogliendo in parte una richiesta venuta

dalle associazioni Anigas, Elettricità Futura, Energia Libera e Utilitalia, che avevano chiesto una proroga di sei mesi.

DELIBERA 27 MAGGIO 2021 - 223/2021/R/COM. Modalità di trasmissione dall'Istituto Nazionale per la Previdenza Sociale al Sistema Informativo Integrato gestito da Acquirente unico S.p.A., dei dati necessari al processo di riconoscimento automatico dei bonus sociali elettrico, gas e idrico per disagio economico.

Con questo provvedimento l'Autorità disciplina le modalità tecniche con cui avviene la messa a disposizione delle informazioni individuate dalla deliberazione 63/2021/R/com da parte di INPS al Gestore del SII, le relative misure di sicurezza necessarie e le tempistiche in base alle quali INPS invia al Gestore del SII i dati relativi alle DSU attestata dal 1° gennaio al 30 aprile 2021. Inoltre con la delibera l'Autorità assume la titolarità del trattamento dei dati personali relativamente al procedimento di riconoscimento automatico dei bonus sociali per le ragioni e entro i limiti esposti in motivazione.

DELIBERA 08 GIUGNO 2021 - 242/2021/R/COM. Deliberazione di modifica della disciplina della bolletta 2.0: primi interventi.

Con questa delibera sono state approvate le prime disposizioni di aggiornamento della bolletta 2.0 a seguito della consultazione 148/2021/R/com. Si tratta, spiega l'Autorità, di interventi finalizzati a rendere la bolletta sintetica coerente con gli altri interventi già disciplinati in vista del superamento delle tutele di prezzo, nonché ad aggiornare la regolazione in tema di recapito del documento della bolletta sintetica.

DELIBERA 22 GIUGNO 2021 - 257/2021/R/COM. Modifiche e integrazioni alla deliberazione dell'Autorità 63/2021/R/com in tema di modalità di corresponsione di eventuali ratei pregressi dei bonus sociali 2021, gestione dei bonus sociali per punti di prelievo su reti di distribuzione non interconnesse, informative ai clienti finali e bonus sociale per disagio fisico.

Il provvedimento integra la deliberazione 63/2021/R/com in materia di modalità per la liquidazione di quote di bonus 2021 già maturate, di gestione del bonus sociale elettrico per POD su reti di distribuzione non interconnesse, di obblighi informativi in capo agli operatori e di bonus sociale per disagio fisico.

DELIBERA 26 OTTOBRE 2021 - 455/2021/R/COM. Avvio di procedimento per l'ottemperanza alle sentenze 14 giugno 2021, n. 1441, 1444 e 1449 del TAR Lombardia in materia di fatturazione di importi riferiti a consumi risalenti a più di due anni.

Questa delibera avvia un procedimento per l'ottemperanza alle sentenze 14 giugno 2021, n. 1441, 1444 e 1449 del TAR Lombardia di annullamento della deliberazione dell'autorità 184/2020/R/com relativa alle misure di rafforzamento della tutela per i clienti finali in caso di caso di fatturazione di importi riferiti a consumi risalenti a più di due anni.

DELIBERA 16 NOVEMBRE 2021 - 503/2021/R/COM. Ulteriori misure in materia di servizi elettrico, gas e idrico integrato a sostegno delle popolazioni colpite dagli eventi sismici verificatisi nel 2016 e 2017.

Con questa delibera sono state prorogate le agevolazioni tariffarie di cui alla delibera 252/2017/R/com a favore delle forniture ed utenze asservite a soluzioni di emergenza (Sae e Mapre) e disposte compensazioni degli esercenti la vendita per i mancati ricavi conseguenti alle agevolazioni relative alle quote fisse delle forniture di elettricità e gas delle popolazioni del centro Italia colpite dagli eventi sismici.

DELIBERA 21 DICEMBRE 2021- 603/2021/R/COM. Integrazioni e modifiche alla deliberazione dell'Autorità 569/2018/R/com in materia di fatturazione di importi riferiti a consumi risalenti a più di due anni.

La delibera attua la modifica della deliberazione 569/2018R/com in materia di fatturazione di importi riferiti a consumi risalenti a più di due anni in esito al DCO per l'ottemperanza alle sentenze 14 giugno 2021, n. 1441, 1444 e 1449 del TAR Lombardia.

DELIBERA 21 DICEMBRE 2021- 604/2021/R/COM. Attuazione delle disposizioni della legge n. 205/2017 in materia di prescrizione biennale in relazione alle partite di settlement dell'energia elettrica e del gas naturale e integrazione degli obblighi informativi a carico delle imprese di distribuzione.

Con questa delibera Arera definisce le modalità di compensazione delle partite di settlement derivanti dalle eccezioni di prescrizione biennale sollevate dal cliente finale e dal venditore, mantenendo le attività di compensazione dell'onere economico afferente alle partite di settlement scollegate dai processi di settlement;- attribuisce alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (di seguito: CSEA), per entrambi i settori, il ruolo di soggetto compensatore nei confronti del venditore;- con specifico riferimento al settore

elettrico, promuovere la qualità del servizio di misura delle imprese distributrici, mediante apposite misure di responsabilizzazione, volte a ridurre le rettifiche messe a disposizione con ritardi maggiori di due anni.

DELIBERA 30 DICEMBRE 2021- 635/2021/R/COM. Aggiornamento, dal 1 gennaio 2022, delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico e del settore gas. disposizioni alla Cassa per i servizi energetici e ambientali. Disposizioni in merito al bonus elettrico e gas.

Questa delibera stabilisce l'aggiornamento trimestrale degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico e gas e le disposizioni in merito ai bonus sociali 2022.

DELIBERA 30 DICEMBRE 2021 - 636/2021/R/COM. Disposizioni urgenti in materia di rateizzazione per i clienti domestici.

Questa delibera stabilisce le modalità di attuazione delle specifiche previsioni della emananda Legge di bilancio 2022 in materia di rateizzazione delle bollette per i clienti finali domestici di energia elettrica e gas naturale ed il conseguente meccanismo di anticipazione per i venditori.

Distribuzione gas naturale

DELIBERA 14 GENNAIO 2021 - 3/2021/R/GAS. Disposizioni in tema di corrispettivi di scostamento.

Il provvedimento interviene sulle modalità applicative della disciplina delle penali di scostamento dovute a prelievi attribuiti presso punti di riconsegna della distribuzione che risultano anormali.

DELIBERA 9 FEBBRAIO 2021 - 41/2021/R/GAS. Aggiornamento del corrispettivo variabile CRVi a copertura degli oneri per il contenimento dei consumi gas.

Il provvedimento procede all'approvazione delle tariffe di riferimento definitive per i servizi di misura e distribuzione e misura del gas per l'anno 2020 sulla base di quanto disposto dall'articolo 3, comma 2 della RTDG, considerando le richieste di rettifica di dati presentate entro la data del 15 febbraio 2021.

DELIBERA 23 FEBBRAIO 2021 - 63/2021/R/COM. Modalità applicative del regime di riconoscimento automatico agli aventi diritto dei bonus sociali elettrico, gas e idrico per disagio economico.

L'Autorità ha definito, ai sensi del decreto-legge 26 ottobre 2019 n. 124, le modalità applicative del regime di riconoscimento automatico dei bonus sociali gas e idrico per disagio economico, in sostituzione delle disposizioni regolatorie del precedente sistema "a domanda".

DELIBERA 16 MARZO 2021 - 107/2021/R/GAS. Rideterminazione delle tariffe di riferimento definitive per i servizi di distribuzione e misura del gas, per gli anni 2013-2019.

La delibera ha determinato le tariffe di riferimento definitive per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2020.

DELIBERA 23 MARZO 2021 - 117/2021/R/GAS. Determinazione delle tariffe di riferimento definitive per i servizi di distribuzione e misura del gas, per l'anno 2020.

La delibera ha determinato le tariffe di riferimento definitive per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2020.

DELIBERA 29 MARZO 2021 - 122/2021/R/GAS Determinazione delle tariffe di riferimento provvisorie per i servizi di distribuzione e misura del gas, per l'anno 2021.

La delibera ha determinato le tariffe di riferimento provvisorie per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2021, sulla base dei dati patrimoniali preconsuntivi relativi all'anno 2020, ai sensi dell'articolo 3, comma 2, della RTDG.

DELIBERA 06 APRILE 2021 - 141/2021/R/GAS. Avvio di procedimento per l'ottemperanza alla sentenza del Consiglio di Stato n. 341/2021 in materia di tariffe per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale.

In ottemperanza alla sentenza del Consiglio di Stato n. 341/2021, Arera ha provveduto all'avvio di procedimento per la determinazione, in misura costante oppure decrescente, del tasso di recupero della produttività (X-factor), da applicare agli aggiornamenti delle tariffe di distribuzione gas con efficacia fino all'anno 2016.

DELIBERA 04 MAGGIO 2021 - 176/2021/E/GAS. Approvazione del programma di controlli telefonici e di verifiche ispettive nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di pronto intervento per l'anno 2021.

Il provvedimento avvia la campagna di controlli telefonici e verifiche ispettive su rispetto della disciplina in materia di pronto intervento gas per l'anno 2021.

DELIBERA 18 MAGGIO 2021 - 200/2021/R/GAS. Disposizioni alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) per la stipula di una nuova convenzione con Poste Italiane S.p.A. per il servizio di erogazione materiale del bonus sociale gas ai clienti domestici indiretti.

Il provvedimento dà mandato alla CSEA per la stipula di una nuova convenzione con Poste Italiane al fine di garantire la continuità del servizio di erogazione dei bonifici domiciliati per il riconoscimento del bonus sociale gas ai clienti indiretti (ossia che beneficiano di una fornitura condominiale di gas naturale per usi di riscaldamento), considerato che la Convenzione in essere è stata prorogata fino al 30 giugno 2021.

DELIBERA 27 MAGGIO 2021 - 223/2021/R/COM. Modalità di trasmissione dall'Istituto Nazionale per la Previdenza Sociale al Sistema Informativo Integrato gestito da Acquirente unico S.p.A., dei dati necessari al processo di riconoscimento automatico dei bonus sociali elettrico, gas e idrico per disagio economico.

DELIBERA 01 GIUGNO 2021 - 230/2021/R/GAS. Approvazione dei ricavi riconosciuti e determinazione dei corrispettivi per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per l'anno 2022.

La delibera approva i ricavi riconosciuti proposti dalle imprese di trasporto ai sensi della RTTG (Allegato A della deliberazione 28 marzo 2019, 114/2019/R/gas) e determina i corrispettivi unitari relativi al servizio di trasporto e misura del gas naturale per l'anno 2022.

DELIBERA 01 GIUGNO 2021 - 232/2021/R/GAS. Anticipazione in acconto di premi relativi ai recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale per l'anno 2018.

In analogia a quanto già avvenuto nel 2018, 2019 e 2020 per gli incentivi per i recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione rispettivamente di competenza degli anni 2015, 2016 e 2017, è stato disposto un acconto sugli incentivi di competenza dell'anno 2018 (in misura pari all'80% sull'importo complessivo netto spettante e con erogazione da parte della CSEA avvenuta il 29.07.2021).

DELIBERA 06 LUGLIO 2021 - 287/2021/R/GAS. Disposizioni in materia di dismissioni dei gruppi di misura tradizionali sostituiti in attuazione delle direttive per la messa in servizio degli smart meter gas. Modifiche alla RTDG.

Contiene le disposizioni in materia di dismissioni dei gruppi di misura tradizionali sostituiti in attuazione delle direttive per la messa in servizio degli smart meter gas con particolare riferimento alla metodologia di rendicontazione di tali dismissioni, nonché le modalità di riconoscimento degli ammortamenti residui relativi ai misuratori dismessi prima del termine della loro vita utile.

DELIBERA 03 AGOSTO 2021 - 350/2021/R/GAS. Disposizioni in materia di tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura del gas, per gli anni dal 2018 al 2021.

Il provvedimento procede all'approvazione delle tariffe di riferimento definitive per i servizi di distribuzione e misura del gas per gli anni 2018-2020 e delle tariffe di riferimento provvisorie per l'anno 2021, considerando le istanze di rideterminazione tariffaria presentate da 25 imprese distributrici.

DELIBERA 05 OTTOBRE 2021 - 413/2021/R/GAS. Riconoscimento dei costi per il servizio di misura del gas naturale, relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e ai concentratori, per l'anno 2019.

Con questo provvedimento Arera fissa gli importi dei costi annuali operativi sostenuti dalle imprese di distribuzione del gas naturale che redigono bilanci coincidenti con l'anno civile per l'anno 2019 e relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e concentratori, nei limiti del tetto previsto dall'articolo 29, comma 2, della RTDG 2014-2019; dà inoltre mandato alla Cassa per i servizi energetici e ambientali per il successivo calcolo del vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi centralizzati relativi al servizio di misura e la regolazione entro il 31 dicembre 2021 degli eventuali importi a conguaglio.

DELIBERA 05 OTTOBRE 2021 - 414/2021/R/GAS. Riconoscimento dei costi per il servizio di misura del gas naturale, relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e ai concentratori, per gli anni 2017 e 2018.

Con questo provvedimento Arera provvedimento fissa gli importi dei costi annuali operativi sostenuti negli anni 2017-2018 dalle imprese di distribuzione del gas naturale che hanno segnalato problematiche

unbundling di cui alla tabella 3 della deliberazione 568/2020/R/gas e relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e concentratori, nei limiti del tetto previsto dall'articolo 29, comma 2, della RTDG 2014-2019; dà inoltre mandato alla Cassa per i servizi energetici e ambientali per il successivo calcolo del vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi centralizzati relativi al servizio di misura e la regolazione entro il 31 dicembre 2021 degli eventuali importi a conguaglio.

2 NOVEMBRE 2021 – DISEGNO DI LEGGE ANNUALE PER IL MERCATO E LA CONCORRENZA 2021.

In materia di Concessioni e Gare Distribuzione Gas il Disegno di Legge introduce regole ulteriori di trasparenza e ritorno degli investimenti nelle procedure di affidamento del servizio di distribuzione del gas per favorire lo svolgimento delle gare. In particolare, si introducono incentivi in favore dell'ente locale al fine di procedere in maniera tempestiva allo svolgimento delle gare, soprattutto con riguardo alla valutazione economica delle reti e degli impianti di distribuzione.

DELIBERA 23 NOVEMBRE 2021 - 512/2021/R/GAS. Riassetto dell'attività di misura del gas nei punti di entrata e uscita della rete di trasporto.

Il provvedimento approva la "Regolazione del servizio di misura sulla rete di trasporto del gas naturale (RMTG)", che definisce responsabilità e perimetro delle attività di metering e meter reading, requisiti minimi e ottimali di carattere impiantistico, prestazionale e manutentivo, predefiniti livelli di qualità del servizio, un sistema di incentivazione al rispetto di tali livelli di qualità del servizio e un sistema di monitoraggio dei requisiti e del rispetto dei livelli di qualità.

DELIBERA 23 DICEMBRE 2021 - 617/2021/R/GAS. Avvio di procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità del servizio di trasporto e misura del gas naturale, per il sesto periodo di regolazione (6PRT).

Avvio di procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità del servizio di trasporto e misura del gas naturale per il sesto periodo di regolazione (6PRT), decorrente dal 2024.

DELIBERA 23 DICEMBRE 2021 - 614/2021/R/COM. Tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas per il periodo 2022-2027: criteri per la determinazione e l'aggiornamento.

Il documento fissa i criteri di determinazione del WACC per il secondo periodo di regolazione.

DELIBERA 28 DICEMBRE 2021 - 620/2021/R/GAS. Aggiornamento delle tariffe per i servizi di distribuzione e misura del gas, per l'anno 2022.

Con la delibera 620/2021/R/gas l'Autorità ha aggiornato, per l'anno 2022, le tariffe per i servizi di distribuzione e misura del gas.

Approvvigionamento, trasporto e stoccaggio gas naturale

Settlement gas

DELIBERA 14 GENNAIO 2021 – 3/2021/R/GAS. Disposizioni in tema di corrispettivi di scostamento.

In tema di settlement gas, integrazione della disciplina dei corrispettivi di scostamento applicati agli Utenti del Bilanciamento (UdB) per le allocazioni di bilancio definitivo determinate a partire dai prelievi comunicati dalle imprese di distribuzione per ciascun Utente della Distribuzione (UdD) abbinato al rispettivo UdB.

DELIBERA 01 GIUGNO 2021 – 227/2021/E/GAS. Approvazione di un programma di verifiche ispettive in materia di regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento del gas naturale (settlement).

La delibera dispone l'effettuazione di due verifiche ispettive in materia di settlement gas.

DELIBERA 21 DICEMBRE 2021 – 604/2021/R/COM. Attuazione delle disposizioni della legge n. 205/2017 in materia di prescrizione biennale in relazione alle partite di settlement dell'energia elettrica e del gas naturale e integrazione degli obblighi informativi a carico delle imprese di distribuzione.

Trasporto gas naturale

DELIBERA 30 MARZO 2021 – 134/2021/R/GAS. Ulteriori 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.

In accoglimento delle richieste di diversi operatori, Arera ha rinviato di un ulteriore anno (al 01.10.2022) l'entrata in vigore della riforma del processo di conferimento di capacità ai punti di uscita della rete di trasporto gas che alimentano reti di distribuzione (city gate), prevedendone inoltre una fase di sperimentazione a partire dal 01.10.2021 durante la quale testare tutti gli scambi informativi e le procedure funzionali al buon esito del processo di allocazione della capacità e delle connesse verifiche di capienza delle garanzie degli utenti.

DELIBERA 30 SETTEMBRE 2021 – 409/2021/R/GAS. Disposizioni inerenti alla disciplina del servizio di default trasporto, in ordine alle reti regionali di trasporto.

Il provvedimento definisce le disposizioni inerenti all'erogazione del servizio di default trasporto sulle reti regionali a seguito del mancato svolgimento delle procedure concorsuali per l'individuazione di fornitori transitori.

DELIBERA 14 DICEMBRE 2021 – 586/2021/R/GAS. Disposizioni in materia di interrompibilità tecnica dei prelievi dalla rete di trasporto e di distribuzione del gas naturale, per l'anno termico 2021/2022, 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 2021/2022, ai sensi del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 30 settembre 2020.

Stoccaggio Gas naturale

DELIBERA 02 MARZO 2021 – 79/2021/R/GAS. Disposizioni urgenti per il conferimento delle capacità di stoccaggio per l'anno termico 2021/2022 ed approvazione di una proposta di aggiornamento del codice di stoccaggio della società Stogit Spa.

Con il provvedimento viene approvata una proposta di aggiornamento del Codice di Stoccaggio presentata dalla società Stogit finalizzata a recepire alcune modifiche legate alla gestione delle prestazioni dei servizi base di stoccaggio. Il provvedimento dà inoltre mandato al Direttore della Direzione Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale ad aggiornare le formule per il calcolo dei prezzi di riserva e di trasmetterle alle imprese di stoccaggio.

DELIBERA 03 AGOSTO 2021 – 346/2021/R/GAS. Determinazione dei ricavi d'impresa per il servizio di stoccaggio relativi all'anno 2022.

Approvazione delle proposte dei ricavi di riferimento per il servizio di stoccaggio relativi all'anno 2022, presentate da Ital Gas Storage S.p.A. (IGS) e Stogit S.p.A. (Stogit) ai sensi della RTSG

DELIBERA 03 AGOSTO 2021 – 347/2021/R/GAS. Avvio di procedimento per la revisione infra-periodo dei livelli di recupero di efficienza delle imprese di stoccaggio del gas naturale per il quinto periodo di regolazione 2020-2025.

Avvio di un procedimento per la revisione dei criteri di determinazione dell'X-factor per il servizio di stoccaggio del gas naturale rilevante ai fini degli aggiornamenti tariffari per gli anni 2023-2025.

Impianti ad energie rinnovabili

D. LGS. 199 DEL 8/11/2021 – ATTUAZIONE DELLA DIRETTIVA EUROPEA SULLA PROMOZIONE DELL'USO DELL'ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI.

Il decreto reca disposizioni in materia di energia da fonti rinnovabili, definendo strumenti, meccanismi ed incentivi, nonché il quadro istituzionale, finanziario e giuridico necessari per il raggiungimento degli obiettivi di utilizzo di energia pulita entro il 2030, in coerenza con gli obiettivi europei di decarbonizzazione del sistema energetico al 2030. Al contempo, oltre a promuovere le fonti energetiche rinnovabili, il decreto persegue il coordinamento con gli strumenti e le misure previsti dal Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza.

Di seguito si riporta una disamina delle principali disposizioni di interesse:

TITOLO I: Finalità, Definizioni e Obiettivi Nazionali

Stabilito obiettivo minimo del 30 % come quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo.

TITOLO II: Regimi di sostegno e Strumenti di promozione

Definite le caratteristiche generali dei meccanismi di incentivazione per il settore elettrico, regolamentati i meccanismi di asta al ribasso e delle tariffe per piccoli impianti; sono regolamentati inoltre gli incentivi per la condivisione dell'energia.

Previsione di incentivi in materia di biogas e produzione di biometano.

Esaminati i principi e le modalità per assicurare il necessario coordinamento fra gli strumenti di incentivazione previsti e quelli del PNRR.

TITOLO III: Procedure autorizzative, Codici e Regolamentazione tecnica

Disciplina l'individuazione di superfici e aree idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili;

Individua procedure autorizzative semplificate per la costruzione e l'esercizio di impianti a fonti rinnovabili, delle opere infrastrutturali funzionali alla produzione del biometano;

Prevede l'obbligo di incremento dell'energia rinnovabile termica nelle forniture di energia;

TITOLO IV: Autoconsumo, Comunità energetiche rinnovabili e Servizi di rete

Definite le attività che un cliente finale può svolgere al fine di diventare autoconsumatore di energia rinnovabile e le relative condizioni operative.

Definiti i requisiti da rispettare per la costruzione delle comunità energetiche rinnovabili aventi l'obiettivo di fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità, piuttosto che finanziari;

Definite le modalità di interazione con il sistema energetico per gli autoconsumatori singoli e che agiscono collettivamente e per le comunità di energia rinnovabile.

Prevista accelerazione nello sviluppo della rete elettrica;

regolamentazione del sistema di misura dell'energia elettrica da fonti rinnovabili per l'attribuzione degli incentivi.

TITOLO V: Energia rinnovabile nei trasporti e criteri di sostenibilità per biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa.

Introdotta l'obbligo per i singoli fornitori di benzina, diesel e metano di conseguire al 2030 una quota minima percentuale del 16% di fonti rinnovabili sul totale dei carburanti immessi in consumo nell'anno di riferimento e calcolata sulla base del consumo energetico;

stabiliti criteri di sostenibilità e riduzione delle emissioni di gas a effetto serra per i biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa;

introdotte semplificazioni in materia di autorizzazione delle infrastrutture di ricarica.

TITOLO VI: Informazione, Formazione e Garanzie di Origine

Reca disposizioni circa il rilascio di delle garanzie di origine e ne definisce lo scopo.

Servizi Energetici ed Efficienza Energetica

DELIBERA 29/03/2021 - 124/2021/R/EEL - Disposizioni urgenti in materia di tariffe elettriche in attuazione dell'articolo 6 del Decreto-legge 22 marzo 2021, n. 41 e disposizioni alla Cassa per i servizi energetici ambientali.

Tramite la delibera si dà attuazione alle disposizioni urgenti del DL Sostegni, tramite una modifica transitoria delle componenti tariffarie a copertura dei costi dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica e delle componenti a copertura degli oneri generali di sistema applicabili alle utenze connesse in bassa tensione diverse dalle domestiche.

DECRETO 10 AGOSTO 2021 - Decreto del Ministero della Transizione Ecologica, di concerto con il Ministero dell'Economia e delle Finanze.

Determinazione dell'importo da versare per l'attuazione del programma di interventi per il miglioramento della prestazione energetica degli immobili della pubblica amministrazione centrale e per integrare la dotazione del «Fondo nazionale per l'efficienza energetica».

DECRETO 25 AGOSTO 2021 - Decreto del Ministero della Transizione Ecologica.

Erogazione di contributi per l'installazione di infrastrutture per la ricarica di veicoli elettrici effettuata da persone fisiche nell'esercizio di attività di impresa, arti e professioni, nonché da soggetti passivi dell'imposta sul reddito delle società (IRES). Il decreto disciplina la concessione e l'erogazione di contributi in conto capitale finalizzati a sostenere l'acquisto e l'installazione di infrastrutture di ricarica effettuati da imprese e professionisti.

D. LGS 8/11/2021, N. 199 – RECEPIMENTO DELLA DIRETTIVA EUROPEA (RED II).

Decreto di attuazione della direttiva 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, (RED II) sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili. Reca misure relative al perseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione al 2030 e al 2050.

DETERMINA DMRT/EFC/16/2021 DEL 10/11/2021 - Determinazione degli obblighi di risparmio di energia primaria in capo ai distributori di energia elettrica e di gas naturale per l'anno d'obbligo 2021.

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 2021.

DECRETO-LEGGE 11 NOVEMBRE 2021, N. 157 (C.D. DECRETO ANTI FRODE) - Misure urgenti per il contrasto alle frodi nel settore delle agevolazioni fiscali ed economiche.

Il d.l. reca misure di contrasto alle frodi in materia di detrazioni per lavori edilizi e cessioni dei crediti. Estensione dell'obbligo del visto di conformità e della congruità dei prezzi; misure di contrasto alle frodi in materia di cessioni dei crediti. Rafforzamento dei controlli preventivi.

DELIBERA 30/11/2021 - 547/2021/R/EFR - Determinazione del contributo tariffario eccezionale da riconoscere ai distributori nell'ambito del meccanismo dei titoli di efficienza energetica per l'anno d'obbligo 2020.

Con il provvedimento è determinato un contributo tariffario eccezionale da riconoscere ai distributori adempienti ai propri obblighi di risparmio energetico nell'ambito del meccanismo dei TEE per l'anno d'obbligo 2020.

LEGGE DI BILANCIO 2022 (L. 234 DEL 30 DICEMBRE 2021) – Proroga del Superbonus 110%

Vengono rimodulati i termini per i lavori che danno diritto alla detrazione fiscale del 110%. Il Superbonus viene così prolungato fino al 31 dicembre 2022 e in casistiche particolari, il termine è ulteriormente prorogato. La misura si applica anche all'installazione di impianti solari fotovoltaici fino ad un ammontare complessivo di spese non superiore a 48.000 euro. Per gli interventi effettuati nei comuni dei territori colpiti da eventi sismici verificatisi a partire dal 2009 dove sia stato dichiarato lo stato di emergenza, la detrazione per gli incentivi fiscali viene prorogata fino al 31 dicembre 2025, nella misura del 110%.

Telecomunicazioni

DELIBERA 10/21/CONS DEL 5 FEBBRAIO 2021.

Adottate nuove misure relative all'attivazione dei servizi digitali a contenuto in abbonamento da rete mobile. In particolare, è stata previsto un blocco (barring) di default sulle SIM, ossia una inibizione all'acquisto di tali servizi che può essere rimossa previa ed espressa manifestazione di volontà del cliente, ed un processo di acquisizione del consenso del cliente per singolo acquisto tramite inserimento di una password temporanea (cd. OTP).

DELIBERA 616/20/CONS DEL 1 MARZO 2021.

Pagamento del contributo AGCom per l'anno 2021 (calcolato sui dati del bilancio 2019). Le linee guida per il calcolo della quota contributiva sono invariate rispetto alle linee guida per il calcolo del contributo 2019.

DELIBERA 18/21/CIR DEL 29 MARZO 2021.

Obbligo di partecipazione degli operatori mobili al meccanismo di contribuzione USO per le annualità 2001-2009, in coerenza con l'orientamento espresso dalla stessa Autorità nel corso della consultazione pubblica.

LEGGE DI DELEGAZIONE UE 2019/2020 DEL 21 APRILE 2021.

L'art. 4 detta principi e criteri direttivi per l'attuazione della direttiva (UE) 2018/1972 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, che istituisce il codice europeo delle comunicazioni elettroniche.

REGOLAMENTO DELEGATO (UE) 2021/654 DEL 22 APRILE 2021.

Fissazione dei prezzi massimi di terminazione vocale (fissa e mobile) a livello UE, così come richiesto dal nuovo Codice. I cap europei (prezzi massimi UE) sui prezzi di terminazione sono applicati agli operatori che forniscono i servizi di terminazione fissa e mobile (sostituendo i prezzi fissati dalle Autorità di regolamentazione nazionale) dal 1° luglio 2021.

D.L. 77/2021 DEL 28 LUGLIO 2021, c.d. DL SEMPLIFICAZIONI.

Introdotta modifiche al Codice delle Comunicazioni Elettroniche, segnatamente agli artt. 86, 87 e 88, volte a semplificare i procedimenti di autorizzazione per l'installazione di infrastrutture di comunicazione elettronica.

DELIBERA 290/21/CONS DEL 23 SETTEMBRE 2021.

Ampliamento della platea dei destinatari di agevolazioni in materia di servizi di comunicazione elettronica, con particolare riferimento alle persone con disabilità, e della gamma di offerte agevolate di rete mobile.

D. LGS. 207/2021 DELL'8 NOVEMBRE 2021 di recepimento della direttiva (UE) 2018/1972, del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018.

Istituzione del nuovo Codice delle Comunicazioni Elettroniche in Italia.

D.D.L. ANNUALE PER IL MERCATO E LA CONCORRENZA 2021 DEL 4 NOVEMBRE 2021.

Introduzione dell'obbligo per i gestori di infrastrutture o di reti di coordinare i lavori, anche con i concorrenti, con l'obiettivo di favorire lo sviluppo delle reti delle telecomunicazioni a fibra ottica. Inoltre, Le compagnie telefoniche dovranno acquisire la prova del previo consenso del cliente prima di addebitare costi di servizi in abbonamento offerti da terzi.

Ambiente

D.LGS. 116/2020 IN VIGORE DAL 1 GENNAIO 2021.

Estensione della definizione di rifiuto urbano ai rifiuti indifferenziati e da raccolta differenziata prodotti da attività commerciali, professionali e artigianali (ad es. musei, scuole, alberghi, banche, ospedali, negozi di abbigliamento...). Introduzione della possibilità per le utenze non domestiche (le attività di cui sopra) di conferire al di fuori del servizio pubblico i propri rifiuti urbani previa dimostrazione di averli avviati al recupero mediante attestazione rilasciata dal soggetto che effettua l'attività di recupero dei rifiuti stessi.

D.L. 41/2021 DEL 22 MARZO 2021.

I prodotti privi dei requisiti di etichettatura stabiliti dalle norme tecniche UNI applicabili e alla normativa europea e già posti in commercio o etichettati al 1° gennaio 2022, potranno essere commercializzati fino ad esaurimento delle scorte.

LEGGE DI DELEGAZIONE UE 2019/2020 DEL 21 APRILE 2021.

L'articolo 22 reca principi e criteri direttivi per l'attuazione della direttiva (UE) 2019/904 che contiene disposizioni sulla riduzione del consumo e restrizioni all'immissione nel mercato di specifici prodotti monouso in plastica e che stabilisce, inoltre, alcuni requisiti di produzione e marcatura di tali manufatti, i requisiti di responsabilità estesa del produttore e gli obiettivi di raccolta differenziata specifici per bottiglie per bevande.

D.L. 73/2021 DEL 25 MAGGIO 2021.

Differito al 1° gennaio 2022 l'efficacia delle disposizioni istitutive della cd. plastic tax, termine poi posticipato al 1° gennaio 2023 dal comma 12 dell'art. 1 della legge di bilancio 2022 (L. 234/2021).

D.L. 77/2021 DEL 31 MAGGIO 2021.

Modifica del comma 4 dell'art. 188-bis del Codice dell'ambiente (D.Lgs. 152/2006), che disciplina il contenuto dei decreti attuativi del RENTRI, al fine di precisare che tali decreti devono disciplinare le modalità per la verifica e l'invio della comunicazione dell'avvio a recupero o smaltimento dei rifiuti e non, come prevedeva il testo previgente, dell'avvenuto recupero o smaltimento dei rifiuti. Abrogazione inoltre

della disciplina relativa alle procedure semplificate per il recupero dei contributi dovuti per il Sistema di controllo della tracciabilità dei rifiuti (SISTR) recata dall'art. 194- bis del Codice dell'ambiente (D.Lgs. 152/2006). In materia di cessazione della qualifica di rifiuto (end of waste), al fine di razionalizzare e semplificare l'iter procedura, previsto il rilascio dell'autorizzazione previo parere obbligatorio e vincolante dell'Ispra o dell'Agenzia regionale di protezione ambientale territorialmente competente.

D.P.C.M DEL 27 LUGLIO 2021.

Nota metodologica relativa all'aggiornamento e alla revisione della metodologia dei fabbisogni standard dei comuni per il 2021.

DELIBERA 363/2021/R/rif DEL 3 AGOSTO 2021.

Definizione dei criteri di riconoscimento dei costi efficienti di esercizio e di investimento per il periodo 2022-2025, adottando il Metodo Tariffario Rifiuti (MTR-2).

D.P.C.M DEL 27 AGOSTO 2021.

Approvazione delle «linee guida per la predisposizione del piano di emergenza esterna e per la relativa informazione della popolazione per gli impianti di stoccaggio e trattamento dei rifiuti».

D.L. 152/2021 DEL 6 NOVEMBRE 2021.

Modifica in più punti dell'art. 5 del D.L. 111/2019 al fine di potenziare la struttura del Commissario unico per la bonifica delle discariche abusive, prevedendo, in particolare, l'estensione delle funzioni e delle attività del Commissario unico, su richiesta delle singole regioni, agli interventi di bonifica o messa in sicurezza delle discariche e dei siti contaminati di competenza regionale, nonché su richiesta del Ministero della transizione ecologica, agli interventi di bonifica dei siti contaminati di interesse nazionale. Modifiche inoltre all'articolo 24-bis del decreto legislativo n. 49 del 2014 in materia di obblighi dei produttori relativamente alla gestione del fine vita degli impianti fotovoltaici.

D.LGS.199/2021 DELL'8 NOVEMBRE 2021 di recepimento della direttiva (UE) 2019/883, del Parlamento europeo e del Consiglio, del 17 aprile 2019.

Disciplina degli impianti portuali di raccolta per il conferimento dei rifiuti delle navi al fine di migliorarne la disponibilità e l'uso.

L. 234/2021 (LEGGE DI BILANCIO 2022) DEL 30 DICEMBRE 2021.

Posticipata al 1° gennaio 2023 la decorrenza dell'efficacia della c.d. plastic tax. Autorizzata una spesa di 8,8 milioni di euro per l'anno 2022 al fine di consentire il completamento degli interventi di messa in sicurezza e gestione dei rifiuti pericolosi e radioattivi siti nel deposito dell'area ex Cemerad nel territorio del comune di Statte, in provincia di Taranto. Prevista l'istituzione di un fondo finalizzato ad incentivare l'apertura dei centri per la preparazione per il riutilizzo, con una dotazione pari a 3 milioni di euro per ciascuno degli anni 2022 e 2023. Riconosciuto un contributo nel limite massimo di 1 milione di euro per l'anno 2023, sotto forma di credito d'imposta, pari al 70% degli importi rimasti a carico del contribuente, per le spese documentate, sostenute entro il 31 dicembre 2022, relative all'installazione e messa in funzione di impianti di compostaggio presso i centri agroalimentari presenti nelle regioni Campania, Molise, Puglia, Basilicata, Calabria e Sicilia. Rifinanziamento di 2 milioni di euro per l'anno 2022 del fondo per il finanziamento di un piano straordinario di bonifica delle discariche abusive oggetto di contenzioso con l'UE (comma 840) ed estensione del divieto di localizzazione di siti di smaltimento finale di rifiuti, nel territorio dell'area «Flegrea» e nelle aree protette e nei siti di bonifica di interesse nazionale, ai siti di smaltimento e trattamento di rifiuti.

D.L. 228/2021 DEL 30 DICEMBRE 2021.

Sospensione degli obblighi in materia di etichettatura degli imballaggi posti a carico dei produttori ai sensi dell'art. 219, comma 5, primo periodo, del Codice dell'ambiente (D. Lgs. 152/2016) fino al 30 giugno 2022. Tale decreto specifica che i prodotti privi dei requisiti di etichettatura ivi previsti e già posti in commercio o etichettati al 1° luglio 2022 possano essere commercializzati fino ad esaurimento delle scorte.

15. **RISCHI ED INCERTEZZE**

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

- ***Rischio normativo e regolatorio***

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

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

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

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

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

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

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

In particolare:

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

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

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

L'attività di vendita di gas naturale ed energia elettrica, la vendita di GPL e la gestione di impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica sono svolte dal Gruppo subordinatamente

all'ottenimento di specifiche autorizzazioni da parte delle autorità di volta in volta competenti. Tali autorizzazioni sono concesse sulla base del possesso di determinati requisiti necessari per lo svolgimento del servizio. Non si può garantire che le autorizzazioni ottenute dal Gruppo non siano successivamente revocate dalle autorità competenti. Inoltre il Gruppo potrebbe aver bisogno di ottenere ulteriori autorizzazioni, i cui iter sono spesso lunghi, costosi, complessi e dagli esiti non prevedibili.

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 di Estra 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 alle energie rinnovabili***

Il business delle energie rinnovabili del Gruppo è esposto al rischio che la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili possa essere interrotta a causa di eventi al di fuori del controllo del Gruppo, quali calamità naturali, incendi, guasti o malfunzionamenti di apparecchiature e sistemi di controllo, difetti di fabbricazione degli impianti, danneggiamento, furto e altri eventi eccezionali. Qualsiasi interruzione

potrebbe comportare una riduzione dei ricavi per il Gruppo e potrebbero essere sostenuti costi straordinari per riprendere il processo produttivo.

Il mancato rispetto da parte del Gruppo di normative che richiedono autorizzazioni e permessi o il rispetto dei termini e delle condizioni previste dalle relative autorizzazioni e permessi potrebbe comportare sanzioni ed eventualmente richiedere al Gruppo il rimborso di incentivi e/o inammissibilità a ulteriori incentivi.

Inoltre, per le caratteristiche intrinseche delle fonti utilizzate in questo settore legate alle condizioni climatiche dei siti in cui sono ubicati gli impianti eolici e fotovoltaici, la produzione di energia elettrica subisce un'elevata volatilità. Sebbene il Gruppo abbia localizzato i propri stabilimenti in località differenti sul territorio italiano al fine di beneficiare delle diverse condizioni climatiche, i ricavi da produzione di energia elettrica possono subire riduzioni, anche significative.

- ***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. Tale rischio è stato recentemente esacerbato a causa del significativo aumento del prezzo del gas naturale per i mercati europei, e delle relative carenze di forniture, avvenuto a settembre 2021. In particolare, gli aumenti di prezzo e le carenze di fornitura possono comportare la mancata consegna di gas naturale al Gruppo da parte dei suoi fornitori che operano con accordi di fornitura a prezzi predefiniti, esponendo il Gruppo al rischio di dover acquistare ulteriori volumi di gas naturale sul mercato spot a prezzi più elevati.

La politica del Gruppo è orientata a minimizzare il rischio connesso alle oscillazioni del prezzo delle commodities attraverso l'allineamento della indicizzazione delle commodity in acquisto e in vendita, lo sfruttamento verticale delle varie filiere di business ed il ricorso ai mercati finanziari per coperture.

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

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

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

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

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

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

- ***Rischio Operativo***

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

- ***Rischi connessi alle perdite su crediti***

Il rischio di credito di Estra e del Gruppo è principalmente attribuibile all'ammontare dei crediti commerciali derivanti dalla vendita di gas ed energia elettrica che non presentano una particolare concentrazione essendo suddivisi su un largo numero di controparti quali clientela retail, business ed enti pubblici. Il Gruppo, nello svolgimento della propria attività, è esposto al rischio che i crediti possano, a causa delle condizioni finanziarie dell'obbligato, 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 verificarsi di tali eventi è più probabile in periodi di recessione economica o in caso di aumenti significativi del prezzo delle commodities vendute dal Gruppo (come l'aumento del prezzo del gas naturale registrato a partire da settembre 2021) che potrebbero avere un impatto sulla capacità dei clienti del Gruppo di pagare tempestivamente le somme dovute.

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 relativi a joint venture e partnership***

Negli ultimi anni il Gruppo ha stretto diverse partnership e potrà in futuro avviare ulteriori joint venture o partnership con le stesse o altre parti. I possibili benefici o rendimenti attesi da tali joint venture e partnership possono essere difficili da ottenere o potrebbero rivelarsi meno positivi di quanto il Gruppo attualmente stima. Inoltre, tali investimenti sono intrinsecamente rischiosi, in quanto il Gruppo potrebbe non essere in grado di esercitare la piena influenza sulla gestione della joint venture o della partnership e sulle decisioni aziendali da essa prese. Inoltre, le joint venture e le partnership corrono il rischio di difficoltà che possono sorgere durante l'integrazione di risorse umane, tecnologie e prodotti.

- ***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.

Nonostante lo scenario macroeconomico abbia registrato un significativo miglioramento nel corso dell'esercizio 2021 grazie al successo della campagna vaccinale anti COVID-19 consentendo la graduale riapertura delle economie e la ripresa di buona parte delle attività produttive, varie attività produttive ed i comportamenti dei consumatori non sono ancora tornati alla normalità pre-pandemia ed allo stesso tempo permangono rischi di possibili rallentamenti legati a nuove varianti del virus che possono interferire con la traiettoria di crescita dell'economia e con la ripresa della domanda energetica.

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.

- ***Rischi connessi al cambiamento climatico***

Il Gruppo è esposto a rischi derivanti dal cambiamento climatico, tra cui in particolare:

- Il rischio di incremento della frequenza di eventi naturali di estrema intensità nei luoghi in cui le società di distribuzione del Gruppo operano, che possono determinare l'indisponibilità più o meno prolungata o il malfunzionamento delle infrastrutture, con possibili interruzioni di servizio e conseguenti impatti negativi sui ricavi o costi (ad esempio, di ripristino o assicurazione);
- Il rischio emergente che l'aumento delle temperature medie nelle aree servite abbia impatti negativi sui volumi di gas distribuito o venduto e sul numero di punti di riconsegna attivi serviti o clienti di fornitura, con impatti negativi sui ricavi.

Inoltre, il mutamento del contesto normativo e regolatorio italiano e comunitario in materia di gas serra con l'obiettivo di limitare le emissioni, l'evoluzione tecnologica e l'incertezza del ruolo del gas naturale nel futuro mix energetico, può comportare un impatto negativo sulla domanda residenziale e industriale di gas naturale con impatto negativo su costi, ricavi e livello di investimenti.

Tra le azioni mitigatorie di tali rischi il Gruppo, in particolare, ha posto in essere

- Contromisure di tipo operativo quali continue azioni di ammodernamento e manutenzione delle reti di distribuzione di gas naturale o progetti sperimentali nell'ambito delle attività di monitoraggio delle stesse;
- Partecipazione attiva a consultazioni indette dal Governo o da associazioni di categoria Europea su tematiche energetiche;
- Esecuzione di progetti di efficienza energetica, promozione della mobilità sostenibile, ampliamento della propria offerta commerciale di fornitura di energia ai clienti domestici e imprese in ottica green ed altre azioni di mitigazione degli impatti ambientali più ampiamente illustrati nella Dichiarazione non finanziaria;
- Riequilibrio del portafoglio clienti tra vendita di gas naturale ed energia elettrica;
- Diversificazione del business, quali la presenza del Gruppo nei settori delle telecomunicazioni e dell'ambiente.

- ***Rischio relativi al conflitto tra Russia e Ucraina***

Si rinvia all'apposito paragrafo dei fatti di rilievo successivi alla chiusura dell'esercizio che, nella misura in cui 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, sensibilità 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 2021 è il quinto 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 2021 redatta secondo lo standard di rendicontazione GRI standard "core", approvata dal Consiglio di Amministrazione il 15 aprile 2022, 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 2021 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 TLQ per la gestione dei flussi di tesoreria con gli istituti di credito, integrato con SAP o HR modulo ADP + Micronterl su piattaforma dedicata per la produzione dei cedolini e per la gestione del personale.

E' stato ultimato e portato in produzione il progetto della fattura elettronica e ampliato il perimetro del software per la conservazione sostitutiva.

Con l'acquisizione di Murgia Reti Gas è stata introdotta la suite completa per la distribuzione del GAS su piattaforma NET@ comprensiva della parte contabile e gestione delle squadre operative.

A partire dall'esercizio scorso, è stato avviato il progetto di sostituzione dell'attuale ERP con NET@SUITE, la nuova piattaforma che gestirà tutte le aree del gruppo ESTR.A. Tutti i software specializzati presenti in ESTR.A saranno integrati con la nuova suite ma non sostituiti se non in casi particolari. Il progetto è ancora in via di completamento ed è previsto il go-live nel corso dell'esercizio 2022.

20. PERSONALE E FORMAZIONE

L'organico medio 2021, tenuto conto dei distacchi di personale, risulta pari n. 776 dipendenti. Nella tabella seguente si riporta la consistenza per categoria ed il confronto con il 2020:

Qualifica	31/12/2021	31/12/2020
Dirigenti	23	22
Impiegati e Quadri	584	576
Operai	170	157
Totale	776	755

L'organico in forza alla data del 31 dicembre 2021 è di 786 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

	2021	2020
Numero totale ore di formazione	29.333	17.854
Numero medio di ore di formazione per lavoratore	37	24

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 2021 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 2021 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 2021 sono stati regolarmente effettuati gli audit, interni e quelli con l'organismo di certificazione per le verifiche di ricertificazione e/o mantenimento dei sistemi in essere, 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 27001:2013.
- **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 ISO 18295; 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.
- **Murgia Reti gas** - adozione di un sistema di gestione UNI EN ISO 9001:2015, UNI EN ISO 45001:18
- **Ecolat** - adozione standard UNI EN ISO 9001:2015, UNI EN ISO 14001:2015; UNI EN ISO 45001:18
- **Ecos** - adozione standard UNI EN ISO 14001:2015; Regolamento EMAS; 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 2021 la Funzione Privacy di Estra, su incarico del Titolare Estra ha attuato e proseguito il percorso di adeguamento, iniziato nel 2020, 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 attività di redazione ed aggiornamento per garantire la compliance in materia di GDPR così come di seguito indicata.

In particolare è stata posta in essere una attività di aggiornamento realizzata attraverso:

- l'aggiornamento 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 tramite revisione anche alla luce dei nuovi organigrammi aziendali emessi nel corso dell'anno 2021:
 - "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'aggiornamento, verifica e redazione delle nomine a Responsabili Esterni ex art.28 GDPR per fornitori e sub-fornitori del Titolare;
- l'aggiornamento delle nomine e dei soggetti autorizzati al trattamento in base alle modifiche conseguenti all'adozione dei nuovi organigrammi aziendali o modifiche delle strutture aziendali;
- l'aggiornamento delle nomine ad Amministratori di Sistema e conseguente consegna agli incaricati;
- l'adeguamento del modello di analisi e valutazione dei rischi DPIA (Data Protection Impact Assessment) alla luce dei nuovi trattamenti definiti nel revisionato Registro;
- la 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.

E' stata altresì posta in essere una attività che ha portato ad:

- un adeguamento del sito web al Regolamento UE 2016/679 tramite aggiornamento del Documento "Linee Guida dei siti web aziendali-Linee Guide per la conformità eprivacy e GDPR relativamente alla progettazione, aggiornamento, modifica dei portali web" del Titolare";
- l'adozione di un software "Ispring" per la gestione della formazione privacy del personale dipendente e per il personale di vendita del Titolare e conseguente pianificazione per l'anno 2022 di una formazione tramite anche il supporto del DPO mediante pacchetto di corsi base, intermedio, ed avanzato per il personale operaio, amministrativo, addetti marketing, addetti sistema informativo e personale dirigenziale.

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 2021 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 2021 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, 15 aprile 2022

p. il Consiglio di Amministrazione
Il presidente del Consiglio di Amministrazione
Alessandro Piazzi

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 2021

ORGANI SOCIALI

Consiglio di amministrazione

Presidente e Amministratore delegato Alessandro Piazzì

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	28
4. Settori operativi.....	34
5. Gestione del capitale.....	36
6. Informazioni sul Gruppo.....	37
7. Aggregazioni e cessioni aziendali, acquisizioni e cessioni di interessenze di minoranza	38
8. Commento alle principali voci di conto economico	44
9. Commento alle principali voci di conto economico complessivo	52
10. Commento alle principali voci dello stato patrimoniale	53
11. Risultato per azione (base e diluito)	86
12. Garanzie e impegni.....	87
13. Obiettivi e criteri di gestione del rischio finanziario.....	87
14. Erogazioni pubbliche ricevute	95
15. Rapporti con parti correlate	95
16. Compensi agli amministratori, ai sindaci e alla società di revisione	98
17. Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio.....	99

Schemi di bilancio consolidato**Prospetto consolidato di conto economico**

Prospetto consolidato di conto economico	Note	Esercizio chiuso al 31 dicembre			
		2021		2020	
		Valore	di cui verso Parti Correlate (nota 15)	Valore	di cui verso Parti Correlate (nota 15)
(valori in migliaia di euro)					
Ricavi da cessione di beni e servizi	8.1.1	1.046.433	1.058	748.414	4.969
Altri ricavi operativi	8.1.2	13.851	348	13.936	959
Consumi di materie prime, sussidiarie e merci	8.2.1	(646.760)		(357.543)	(34)
Costi per servizi	8.2.2	(250.065)	(542)	(242.134)	(12.268)
Costi del personale	8.2.4	(41.856)	516	(39.230)	487
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	8.2.5	(61.653)		(61.248)	
Altri costi operativi	8.2.6	(11.665)	(8)	(19.880)	(9)
Proventi/(oneri) da gestione rischio commodity	8.3	2.915		(1.205)	
Quota dei proventi/(oneri) da valutazione delle partecipazioni di natura non finanziaria con il metodo del PN	8.4	6.251		671	
Risultato operativo		57.451	1.372	41.782	(5.897)
Proventi finanziari	8.5	1.971	249	3.482	233
Oneri finanziari	8.6	(9.995)	(409)	(11.984)	(492)
Utili e perdite su cambi		(7)		6	
Quota dei proventi/(oneri) da valutazione delle partecipazioni di natura finanziaria con il metodo del PN	8.7	(2.263)		(1.166)	
Utile ante imposte		47.157	1.212	32.119	(6.156)
Imposte sul reddito dell'esercizio	8.8	(14.218)		38.167	
Risultato netto derivante dalle attività in funzionamento		32.939	1.212	70.286	(6.156)
Risultato netto attività cessate / in dismissione	8.9	-		-	
Utile netto		32.939	1.212	70.286	(6.156)
Risultato di pertinenza di terzi		214		111	
Risultato del Gruppo		32.725		70.175	

Utile per azione (Nota 11)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2021	2020
Utile per azione base azioni ordinarie	0,14	0,31
Utile per azione diluito azioni ordinarie	0,14	0,31

Utile per azione da attività in funzionamento (Nota 11)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2021	2020
Utile per azione base azioni ordinarie	0,14	0,31
Utile per azione diluito azioni ordinarie	0,14	0,31

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

Prospetto consolidato delle altre componenti di conto economico complessivo

Prospetto consolidato delle altre componenti di conto economico complessivo (valori in migliaia di euro)	Note	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
		2021	2020
Utile netto		32.939	70.286
di cui:			
<i>Risultato di pertinenza di terzi</i>		214	111
<i>Risultato del Gruppo</i>		32.725	70.175
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	(10.461)	6.846
- <i>Utili (perdite) da valutazione dell'esercizio</i>		(13.764)	9.008
- <i>Imposte</i>		3.303	(2.162)
Totale altre componenti di conto economico complessivo che saranno successivamente riclassificate nell'utile/perdita d'esercizio (al netto delle imposte)		(10.461)	6.846
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	(124)	(134)
- <i>Utili (perdite) attuariali</i>		(163)	(176)
- <i>Imposte</i>		39	42
Totale altre componenti di conto economico complessivo che non saranno successivamente riclassificate nell'utile/perdita d'esercizio (al netto delle imposte):		(124)	(134)
Totale altre componenti di conto economico complessivo al netto delle imposte	9	(10.585)	6.712
di cui:			
<i>di competenza di Terzi</i>		1	(10)
<i>di competenza del Gruppo</i>		(10.586)	6.722
Risultato del Conto economico complessivo		22.354	76.997
di cui:			
<i>Risultato netto complessivo di pertinenza di terzi</i>		215	101
<i>Risultato netto complessivo del Gruppo</i>		22.139	76.896

Prospetto della situazione patrimoniale-finanziaria consolidata

Prospetto della situazione patrimoniale-finanziaria consolidata (valori in migliaia di euro)	Note	Esercizio chiuso al 31 dicembre			
		2021		2020	
		Valore	di cui verso Parti Correlate (nota 14)	Valore	di cui verso Parti Correlate (nota 14)
Attività materiali	10.1.1	108.524		105.341	
Avviamento	10.1.3	35.496		31.136	
Attività immateriali	10.1.5	492.392		449.377	
Partecipazioni	10.1.6	20.082	20.082	26.107	26.107
Altre attività finanziarie non correnti	10.1.7	13.919	7.561	13.670	4.873
Altre attività non correnti	10.1.8	2.369	524	5.448	524
Attività per imposte anticipate	10.1.9	70.649		66.368	
ATTIVITA' NON CORRENTI		743.431	28.167	697.447	31.504
Rimanenze	10.2.1	13.814		18.129	
Crediti commerciali	10.2.2	405.857	6.115	234.372	7.100
Crediti tributari	10.2.3	9.732		21.813	
Altre attività correnti	10.2.4	35.239		28.367	
Altre attività finanziarie correnti	10.2.5	36.257		13.546	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	10.2.6	143.107		160.249	
ATTIVITA' CORRENTI		644.007	6.115	476.476	7.100
Attività destinate alla vendita	10.2.7	42	42		
TOTALE ATTIVITA'		1.387.480	34.324	1.173.923	38.604
Capitale sociale		228.334		228.334	
Riserve		110.230		67.321	
Utile (Perdita) di esercizio per il gruppo		32.725		70.175	
Totale Patrimonio Netto di gruppo		371.289		365.830	
Capitale e riserve di pertinenza di terzi		41.522		26.436	
Utile (Perdita) di pertinenza di terzi		214		111	
Totale Patrimonio Netto di pertinenza di terzi		41.736		26.547	
TOTALE PATRIMONIO NETTO	10.3	413.025		392.377	
Fondi per rischi ed oneri	10.4.1	10.645		9.173	
Trattamento di fine rapporto	10.4.2	9.340		8.511	
Quota non corrente di finanziamenti a M/L termine	10.4.3	177.402	10.043	328.861	13.153
Passività per imposte differite	10.4.4	24.603		27.477	
Altre passività non correnti	10.4.5	15.709		8.449	
Passività contrattuali	10.4.6	25.172		22.071	
PASSIVITA' NON CORRENTI		262.871	10.043	404.542	13.153
Quota corrente di finanziamenti a M/L termine	10.4.3	173.318	3.506	93.784	3.370
Debiti finanziari a breve termine	10.5.1	34.891		32.509	
Debiti commerciali	10.5.2	380.273	1.818	170.513	4.139
Passività contrattuali	10.4.6	900		750	
Debiti tributari	10.5.3	21.201		12.910	
Altre passività correnti	10.5.4	67.093	17.500	56.517	7.000
Altre passività finanziarie correnti	10.2.5	33.876		10.021	
PASSIVITA' CORRENTI		711.552	22.824	377.004	14.509
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	10.2.7	32	32		
TOTALE PASSIVITA' e Patrimonio Netto		1.387.480	32.899	1.173.923	27.662

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 2020	228.334	26.156	9.442	(2.904)	61	18.340	17.388	296.816	25.737	322.553
Destinazione utile 2019 - <i>Utile consolidato esercizio precedente</i> - <i>Dividendi</i>			485			9.902	(10.388) (7.000)	(7.000)	(363)	(7.363)
Altri movimenti					(1)	(881)		(882)	1.073	191
Risultato del conto economico Altre componenti del conto economico complessivo				6.846	(124)		70.175	70.175 6.722	111 (10)	70.286 6.712
Saldi 31 dicembre 2020	228.334	26.156	9.927	3.942	(64)	27.360	70.175	365.830	26.547	392.377
Destinazione utile 2020 - <i>Utile consolidato esercizio precedente</i> - <i>Dividendi</i>			482			52.193	(52.675) (17.500)	(17.500)	(1.468)	(18.968)
Altri movimenti						821		821	16.441	17.262
Risultato del conto economico Altre componenti del conto economico complessivo				(10.461)	(125)		32.725	32.725 (10.586)	214 1	32.939 (10.585)
Saldi 31 dicembre 2021	228.334	26.156	10.409	(6.519)	(189)	80.374	32.725	371.290	41.736	413.025

Rendiconto finanziario consolidato

Rendiconto finanziario consolidato (valori in migliaia di euro)	Note	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
		2021	2020
Utile (perdita) dell'esercizio		32.939	70.286
Imposte sul reddito	8.8	14.218	(38.167)
Interessi passivi (attivi)	8.5- 8.6	8.024	8.502
(Plusvalenze) Minusvalenze derivanti dalla cessione di attività	8.2.5 - 8.2.1	1.111	1.324
Utile dell'esercizio prima di imposte, interessi e (plusvalenze) minusvalenze		56.292	41.946
Ammortamenti delle attività materiali ed immateriali	8.2.4	49.007	48.024
Svalutazioni delle attività materiali ed immateriali	8.2.4	-	-
Quota di competenza dei contributi conto impianti	8.1.2	(766)	(760)
Variazione di fair value iscritta nel risultato operativo	8.3	3.084	(2.932)
Svalutazioni (rivalutazioni) di partecipazioni	8.4 -8.7	(6.088)	495
Svalutazioni di altre attività finanziarie	8.9	2.100	-
Accantonamento a TFR	8.2.3	476	469
Accantonamenti (Riversamenti) Fondi rischi ed altri accantonamenti	8.2.4 - 8.2.5	1.365	2.142
Flusso finanziario prima delle variazioni del capitale circolante netto e delle altre attività e passività		105.470	89.384
Variazione dei crediti commerciali	10.2.2	(165.692)	47.062
Variazione delle rimanenze	10.2.1	4.811	6.639
Variazione dei debiti commerciali	10.5.2	201.951	(44.786)
Variazione delle altre attività e passività correnti	10.2.4 - 10.5.4	(5.721)	5.261
Variazione dei crediti e debiti tributari	10.2.3 - 10.5.3	13.912	(19.249)
Variazione TFR (al netto dell'accantonamento)	10.4.2	(471)	(415)
Flusso finanziario dopo le variazioni del capitale circolante netto e altre variazioni		154.260	83.897
Interessi incassati		1.971	3.482
Interessi pagati		(9.037)	(10.862)
Imposte pagate		(10.851)	(14.184)
Utilizzo dei fondi		(1.022)	(2.473)
A Flusso finanziario dell'attività operativa		135.321	59.860
Di cui verso Parti Correlate		(127)	(5.052)
Investimenti in attività materiali	10.1.1	(10.043)	(7.758)
Investimenti in attività immateriali	10.1.5	(38.432)	(36.634)
Disinvestimenti in attività materiali ed immateriali	10.1.1 - 10.1.5	1.511	390
(Investimenti)/Disinvestimenti in partecipazioni	10.1.6	(6.811)	(54)
Dividendi incassati da società valutate con il metodo del patrimonio netto	10.1.6	415	702
Disinvestimenti in attività destinate alla vendita / dismissione		(11)	-
(Acquisizione) o cessione di società controllate al netto delle disponibilità liquide	7.2	1.653	-
Altre variazioni da attività di investimento		-	(6)
B Flusso finanziario dell'attività di investimento		(51.718)	(43.360)
Di cui verso Parti Correlate		-	-
Incremento (decremento) di attività e passività finanziarie non correnti	10.1.7 - 10.4.6	(2.349)	(2.130)
Incremento (decremento) di attività e passività finanziarie correnti	10.2.5	(15.712)	6.228
Incremento (decremento) di altre attività e passività non correnti	10.1.8 - 10.4.5	11.512	4.914
Incremento (decremento) debiti a breve verso banche	10.5.1	(1.601)	903
Accensione finanziamenti bancari	10.4.3	12.000	75.000
Rimborso di finanziamenti bancari	10.4.3	(89.204)	(115.202)
Riacquisto prestiti obbligazionari	10.4.3	-	-
Rimborso Finanziamenti Soci	10.4.3	(1.435)	(1.435)
Rimborso altri finanziatori	10.4.3	(352)	(332)
Rimborso passività per leasing	10.4.3	(5.062)	(4.832)
Spese di accensione finanziamenti	10.4.3	(35)	(304)
Altre variazioni	10.3	(39)	193
Pagamento Dividendi ai soci della Capogruppo	10.3	(7.000)	(14.638)
Pagamento Dividendi ai Terzi	10.3	(1.468)	(363)
C Flusso finanziario dell'attività di finanziamento		(100.744)	(51.999)
Di cui verso Parti Correlate		(12.663)	(16.154)
Incremento (decremento) delle disponibilità liquide (A+B+C)		(17.142)	(35.499)
E Disponibilità liquide al 1 gennaio		160.249	195.748
F Disponibilità liquide al 31 dicembre		143.107	160.249

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 2021 è stato proposto per l'approvazione nel Consiglio di Amministrazione della Società in data 15/04/2022.

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 2021 e 2020.

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 predispone il bilancio.

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

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

rilevando tale differenza nel prospetto di Conto Economico nella voce “quota di pertinenza del risultato di società collegate e joint venture”.

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

c) Classificazione corrente / non corrente

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

Un’attività è corrente quando:

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

Una passività è corrente quando:

- 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 2021. Il Gruppo non ha adottato anticipatamente alcun nuovo principio, interpretazione o modifica emessi ma non ancora in vigore.

Interest Rate Benchmark Reform – Fase 2: Modifiche agli IFRS 9, IAS 39, IFRS 7, IFRS 4 ed IFRS 16

Le modifiche includono il temporaneo alleggerimento dei requisiti con riferimento agli effetti sui bilanci nel momento in cui il tasso di interesse offerto sul mercato interbancario (IBOR) viene sostituito da un tasso alternativo sostanzialmente privo di rischio (Risk Free Rate- RFR):

Le modifiche includono i seguenti espedienti pratici:

- Un espediente pratico che consente di considerare e trattare i cambiamenti contrattuali, od i cambiamenti nei flussi di cassa che sono direttamente richiesti dalla riforma, come variazioni di un tasso di interesse variabile, equivalente ad un movimento di un tasso di interesse nel mercato;
- Permettere che i cambiamenti, richiesti dalla riforma IBOR, da apportare alla documentazione per la designazione della relazione di copertura senza che la relazione di copertura debba essere discontinuata;
- Fornisce temporaneo sollievo alle entità nel dover rispettare i requisiti di identificazione separata quando un RFR viene designato come copertura di una componente di rischio.

Queste modifiche non hanno impatto sul bilancio intermedio del Gruppo. Il Gruppo intende usare tali espedienti pratici nei periodi futuri in cui gli stessi saranno applicabili.

Modifica all' IFRS 16 Covid-19 Related Rent Concessions oltre il 30 giugno 2021

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 le riduzioni dei canoni di leasing 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 dovevano essere applicabili fino al 30 giugno 2021, ma poiché l'impatto della pandemia di Covid-19 continua, il 31 marzo 2021, lo IASB ha prorogato il periodo di applicazione dell'espediente pratico fino al 30 giugno 2022.

Le modifiche si applicano agli esercizi che iniziano il 1 aprile 2021 o successivamente.

Tuttavia, il Gruppo non ha ricevuto agevolazioni sui canoni di locazione legate al Covid-19, ma prevede di applicare l'espediente pratico qualora la fattispecie si dovesse verificare entro il periodo di applicazione consentito.

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 di un'entità in cui il Gruppo detiene meno della maggioranza delle azioni

Come illustrato nel paragrafo relativo alle Aggregazioni aziendali, in data 30 luglio 2021 l'assemblea degli azionisti di Viva Servizi S.p.A., azionista di Estra S.p.A., ha approvato una scissione parziale finalizzata al trasferimento in una società di nuova costituzione denominata Viva Energia S.p.A. delle:

- azioni detenute da Viva Servizi in Estra S.p.A., corrispondenti al 10% del suo capitale sociale;
- azioni detenute da Viva Servizi in Edma Reti Gas S.r.l., società che svolge attività di distribuzione di gas naturale in 15 comuni ubicati nella provincia di Ancona (nelle Marche), di cui Estra S.p.A. detiene il 45%. Le azioni oggetto della scissione rappresentano il 55% del capitale sociale di Edma Reti Gas.

In tale contesto, Estra S.p.A. e Viva Servizi S.p.A. hanno concordato alcune modifiche statutarie di Edma Reti Gas, approvate dall'assemblea degli azionisti del 28 ottobre 2021, e la stipula di un patto parasociale che hanno attribuito a Estra la maggioranza del CdA di Edma Reti Gas e la possibilità, sulla base dei quorum deliberativi definiti, di esercitare potere decisionale sostanziale sulle politiche finanziarie, gestionali e strategiche della partecipata e dunque conferendo ad Estra S.p.A. il controllo di fatto di Edma Reti Gas. Di conseguenza la società è stata consolidata integralmente nel bilancio consolidato 2021 a partire dal 31 dicembre 2021.

Si rinvia al paragrafo della nota integrativa sulle Aggregazioni aziendali per l'illustrazione degli effetti contabili del cambio di metodo di consolidamento.

(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
- * CGU Mercato Regolato Edma Reti Gas

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 determinata prendendo a riferimento sia i volumi di allocazione da parte del distributore nazionale che previsioni interne di consumo dei clienti; 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 sia sui volumi distribuiti ed allocati, suscettibili di essere conguagliati che di previsioni interne dei consumi 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

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, trattamento 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 2021 e 2020:

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	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Totale Ricavi	109.622	108.085	935.580	669.348	88.373	55.930	(73.291)	(71.014)	1.060.284	762.350
Costi esterni	(54.804)	(52.681)	(870.671)	(598.759)	(56.306)	(39.130)	73.291	71.014	(908.490)	(619.557)
Costi del personale	(15.406)	(14.714)	(11.692)	(11.228)	(14.758)	(13.288)			(41.856)	(39.230)
Proventi/(oneri) da gestione rischio commodity			2.915	(1.205)					2.915	(1.205)
Quota del risultato di società collegate e joint venture di natura non finanziaria	6.251	671							6.251	671
Margine operativo lordo (EBITDA)	45.663	41.361	56.132	58.156	17.309	3.512	-	-	119.104	103.029
Ammortamenti e svalutazioni	(18.950)	(18.508)	(17.252)	(17.243)	(12.805)	(12.272)			(49.007)	(48.024)
Accantonamenti	(100)	(280)	(12.046)	(12.783)	(500)	(161)			(12.646)	(13.224)
Risultato operativo (EBIT)	26.613	22.573	26.834	28.130	4.004	(8.921)	-	-	57.451	41.781

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	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Attività non correnti	391.875	395.248	165.478	176.253	186.083	125.951	(5)	(5)	743.431	697.447
Attività correnti	54.093	58.191	428.253	277.853	200.951	186.086	(39.290)	(45.654)	644.007	476.476
Attività destinate alla vendita					42				42	
Totale attività	445.968	453.439	593.731	454.106	387.076	312.037	(39.295)	(45.659)	1.387.480	1.173.923

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	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Investimenti in Attività immateriali	26.479	21.772	6.386	11.331	5.567	3.531	38.432	36.634
Investimenti in Attività immateriali derivanti da aggregazioni aziendali	42.422				19		42.441	
Totale investimenti (incluse le aggregazioni aziendali) in Attività Immateriali	68.901	21.772	6.386	11.331	5.586	3.531	80.873	36.634
Investimenti in Attività materiali	720	432	897	963	10.066	8.862	11.683	10.257
Investimenti in Attività materiali derivanti da aggregazioni aziendali	980				4.291		5.271	
Totale investimenti (incluse le aggregazioni aziendali) in Attività materiali	1.700	432	897	963	14.357	8.862	16.954	10.257
Totale	70.601	22.204	7.283	12.294	19.943	12.393	97.827	46.891

Riconciliazione del risultato

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2021	2020
Risultato dei settori (al netto di rettifiche ed elisioni)	57.451	41.782
Proventi finanziari	1.971	3.482
Oneri finanziari	(9.995)	(11.984)
Utili e perdite su cambi	(7)	6
Quota dei proventi/(oneri) da valutazione delle partecipazioni di natura finanziaria con il metodo del PN	(2.263)	(1.166)
GESTIONE FINANZIARIA	(10.294)	(9.663)
UTILE ANTE IMPOSTE	47.157	32.119
Imposte sul reddito dell'esercizio	(14.218)	38.167
RISULTATO NETTO DERIVANTE DALLE ATTIVITA' IN FUNZIONAMENTO	32.939	70.286
Risultato netto attività cessate / in dismissione	-	-
RISULTATO NETTO DELL'ESERCIZIO	32.939	70.286

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	
	2021	2020
Liquidità ⁽¹⁾	(143.107)	(160.249)
Crediti finanziari correnti ⁽²⁾	(36.257)	(13.546)
Indebitamento finanziario corrente ⁽³⁾	242.085	136.314
Indebitamento finanziario corrente netto	62.720	(37.481)
Indebitamento finanziario non corrente ⁽⁴⁾	177.402	328.861
D Totale indebitamento finanziario	240.122	291.380
E Patrimonio netto	413.025	392.377
D/E Leverage	0,58	0,74

(1)Pari alla voce Disponibilità liquide e mezzi equivalenti; (2) Pari alla voce alla voce Altre attività finanziarie correnti (3) Pari alla somma delle voci Quota corrente di finanziamenti a M/L termine, Debiti finanziari a breve termine e Altre passività finanziarie correnti (4) Pari alla voce Quota non corrente di finanziamenti a M/L termine

Allo scopo di conseguire questo obiettivo, la gestione del capitale del Gruppo mira, tra le altre cose, ad assicurare che siano rispettati i covenants, legati ai finanziamenti fruttiferi ed ai prestiti obbligazionari, che definiscono i requisiti di struttura patrimoniale. Violazioni nei covenants consentirebbero alle banche/finanziatori di chiedere il rimborso immediato di prestiti e finanziamenti.

Nell'esercizio corrente, sulla base dei dati di bilancio al 31 dicembre 2021, 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 2021, raffrontata con l'area di consolidamento al 31 dicembre 2020:

Denominazione	Sede legale	Attività principale	31/12/2021				31/12/2020			
			Quota di pertinenza del Gruppo	Quota di controllo diretto	Quota di controllo indiretto	Note	Quota di pertinenza del Gruppo	Quota di controllo diretto	Quota di controllo indiretto	Note
Società capogruppo										
E.S.T.R.A. S.p.A.		Holding								
Società controllate consolidate integralmente										
ESTRACOM S.p.A.	Prato (PO)	Telecomunicazioni	79,33%	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)	85,39%	57,80%	27,69%	(3)
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	63,72%		63,72%	(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)
Idrogenera S.r.l.	Prato (PO)	Energie Rinnovabili	51,00%	51,00%			51,00%	51,00%		
Ecolat 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)
Ecos S.r.l.	Barberino Tavarnelle (FI)	Gestione rifiuti	100,00%	100,00%			15,00%	15,00%		
EDMA Reti Gas S.r.l.	Ancona (AN)	Distribuzione gas	45,00%	45,00%			45,00%	45,00%		
Società a controllo congiunto consolidate con il metodo del patrimonio netto										
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%		
Citta Metropolitana di Venezia I Smart City S.r.l.	Pinerolo (TO)	Servizi energetici	30,00%		30,00%	(4)				
Citta Metropolitana di Venezia II Smart City S.r.l.	Pinerolo (TO)	Servizi energetici	30,00%		30,00%	(4)				
Società collegate valutate con il metodo del patrimonio netto										
Blugas Infrastrutture S.r.l.	Cremona (CR)	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)
Bisenzio Ambiente S.r.l.	Campi Bisenzio(FI)	Gestione rifiuti	36,80%	36,80%			5,00%	5,00%		
Sei Toscana S.r.l.	Siena (SI)	Gestione rifiuti	19,99%		19,99%	(5)	11,27%		11,27%	(5)
Note										
(1) tramite Estra Energie Srl										
(2) tramite Prometeo S.r.l.										
(3) tramite Centria										
(4) tramite Estra Clima S.r.l.										
(5) tramite Ecolat S.r.l.										

Nel corso dell'esercizio si sono verificate le seguenti variazioni nell'area di consolidamento:

Società controllate consolidate integralmente

- Ingresso nel perimetro delle società consolidate integralmente di Ecos S.r.l. a seguito di incremento della partecipazione detenuta dalla Capogruppo dal 15% al 31/12/2020 al 100% al 31/12/2021 come descritto

nel successivo paragrafo “Aggregazioni e cessioni aziendali, ed acquisizioni e cessioni di interessenze di minoranza”;

- Ingresso nel perimetro delle società consolidate integralmente di Edma Reti Gas S.r.l., precedentemente consolidata con il metodo del patrimonio netto, a seguito di acquisizione del controllo di fatto in forza di previsioni statutarie e patti parasociali, come descritto nel successivo paragrafo “Aggregazioni e cessioni aziendali, ed acquisizioni e cessioni di interessenze di minoranza”;
- Incremento della percentuale di controllo di Gruppo in Prometeo S.p.A. dal 56,53% al 31 dicembre 2020 al 63,72% al 31 dicembre 2021 a seguito di acquisto di un’ulteriore quota di partecipazione del 7,19% nel corso dell’esercizio 2021 da parte di Estra Energie.

Si rinvia al paragrafo della nota integrativa “Aggregazioni e cessioni aziendali, acquisizioni e cessioni di interessenze di minoranza” per l’illustrazione degli effetti contabili sul bilancio consolidato 2021 dell’acquisizione societaria.

Società destinate alla vendita / dismissioni

- Classificazione tra le società destinate alla vendita delle società Città Metropolitana di Venezia I e Città Metropolitana di Venezia II costituite in data 30/03/2021, con partecipazione al 30% da parte di Estra Clima, per l’esecuzione dei lavori, la fornitura dei materiali e delle apparecchiature necessarie e l’erogazione dei servizi di gestione e manutenzione dell’impianto di pubblica illuminazione di 14 Comuni nella area della città metropolitana di Venezia.

Nel mese di dicembre 2021 i soci non si sono trovati concordi sulle modalità di finanziamento da adottare per il progetto e si è arrivati ad una situazione di stallo decisionale, a seguito della quale Estra Clima, così come previsto dai patti parasociali per tale circostanza, ha ceduto a inizio 2022 il 29,9% della propria partecipazione in entrambe le società al valore di sottoscrizione, mantenendo solo una partecipazione residuale del 0,1% (da mantenere fino al collaudo delle opere realizzate ed anch’essa destinata alla vendita).

Società collegate valutate con il metodo del patrimonio netto

- Incremento della percentuale di partecipazione di Gruppo in Bisenzio Ambiente S.r.l. dal 5% al 31 dicembre 2020 al 36,80% al 31 dicembre 2021 a seguito di acquisto di un’ulteriore quota di partecipazione del 31,8% nel corso dell’esercizio 2021 da parte di Estra S.p.A..
- Incremento della percentuale di partecipazione di Gruppo in Sei Toscana S.r.l. dal 11,27% al 31 dicembre 2020 al 19,99% al 31 dicembre 2021 a seguito di acquisto di un’ulteriore quota di partecipazione del 8,72% nel corso dell’esercizio 2021 da parte di Ecolat S.r.l..

Si rinvia al riguardo alla nota di commento alle partecipazioni.

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

7.1 Acquisizione del controllo di Edma Reti Gas S.r.l.

In data 30 luglio 2021 l’assemblea degli azionisti di Viva Servizi S.p.A., azionista di Estra S.p.A., ha approvato una scissione parziale finalizzata al trasferimento in una società di nuova costituzione denominata Viva Energia S.p.A. delle:

- azioni detenute da Viva Servizi in Estra S.p.A., corrispondenti al 10% del suo capitale sociale;

- (ii) azioni detenute da Viva Servizi in Edma Reti Gas S.r.l., società che svolge attività di distribuzione di gas naturale in 15 comuni ubicati nella provincia di Ancona (nelle Marche), di cui Estra S.p.A. detiene il 45%. Le azioni oggetto della scissione rappresentano il 55% del capitale sociale di Edma Reti Gas S.r.l..

In tale contesto, Estra S.p.A. e Viva Servizi S.p.A. hanno concordato alcune modifiche statutarie di Edma Reti Gas, approvate dall'assemblea degli azionisti del 28 ottobre 2021 e la stipula di un patto parasociale che hanno conferito ad Estra il controllo di fatto di Edma Reti Gas S.r.l., attribuendole il potere di determinare le politiche finanziarie, gestionali e strategiche della partecipata. Conseguentemente la società è stata consolidata integralmente nel bilancio consolidato 2021.

Nel presente bilancio consolidato è stata assunta ai fini del consolidamento la situazione contabile disponibile più ravvicinata alla data di acquisizione del controllo, ovvero al 31/12/2021 e pertanto il presente bilancio consolidato non include il conto economico 2021 della partecipata. Gli effetti derivanti da tale semplificazione sono da ritenersi non rilevanti sui risultati 2021 del Gruppo.

La partecipata è stata oggetto di valutazione a patrimonio netto sino alla data del 31/12/2021 determinando una rivalutazione di Euro 946 migliaia. 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.

La contabilizzazione dell'operazione di aggregazione aziendale ha, inoltre, prodotto una rettifica di valore positiva di Euro 5.305 migliaia derivante dalla rimisurazione al fair value della quota al 45% già detenuta prima dell'acquisizione.

Il fair value delle attività e passività identificabili alla data dell'acquisizione era il seguente:

Stato patrimoniale	Fair value
ATTIVITA' NON CORRENTI	
Attività materiali	980
Attività immateriali IFRIC 12	42.088
Attività immateriali	334
Attività per imposte anticipate	1.364
	44.765
ATTIVITA' CORRENTI	
Rimanenze	496
Crediti commerciali	4.640
Crediti tributari	1
Altre attività correnti	2.178
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	3.354
	10.669
TOTALE ATTIVITA'	55.434
PASSIVITA' NON CORRENTI	
Fondi per rischi ed oneri	1.129
Quota non corrente di finanziamenti a M/L termine	3.922
Trattamento di fine rapporto	565
Passività contrattuali (contributi allacciamenti)	1.932
	7.548
PASSIVITA' CORRENTI	
Quota corrente di finanziamenti a M/L termine	775
Debiti finanziari a breve termine	2.517
Debiti commerciali	6.271
Debiti tributari	511
Altre passività correnti	2.004
Passività contrattuali (contributi allacciamenti)	53
	12.131
TOTALE PASSIVITA'	19.679
TOTALE ATTIVITA' NETTE IDENTIFICABILI	35.756
Interessenze di minoranza valutate al fair value	19.666
Interessenze di Gruppo valutate al fair value	16.090

Il processo di valutazione non ha comportato rettifiche significative ai valori di libro iscritti nel bilancio dell'entità acquisita, che in sede di chiusura del bilancio d'esercizio al 31/12/2020, avvalendosi 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", aveva proceduto alla rivalutazione ai fini civilistici e fiscali del valore contabile di reti ed allacciamenti di proprietà sulla base della stima del valore industriale (VIR) degli stessi effettuata da un perito indipendente. Il fair value di reti e allacci è indicato nella tabella precedente alla voce "Attività immateriali IFRIC 12".

La contabilizzazione dell'operazione nel presente bilancio consolidato è stata determinata provvisoriamente, a causa della temporaneità dei valori assegnabili alle attività e passività dell'acquisita e sarà resa definitiva ed eventualmente rettificata entro il termine di dodici mesi dalla data di acquisizione, come previsto dall'IFRS 3 B67.

Essendo consolidata integralmente a far data dal 31/12/2021, la partecipata ha contribuito ai risultati economici 2021 del Gruppo solo per la quota del 45% del risultato d'esercizio (rivalutazione di Euro 946 migliaia) iscritto nella voce di conto economico "Quota dei proventi/(oneri) da valutazione delle partecipazioni di natura non finanziaria con il metodo del PN".

Se l'aggregazione fosse stata efficace dall'inizio dell'anno, il conto economico del bilancio consolidato al 31 dicembre 2021 avrebbe presentato maggiori ricavi per Euro 13.690 migliaia, un maggior risultato operativo di Euro 1.473 migliaia, un maggior risultato netto di Euro 725 migliaia.

7.2 Acquisizione di Ecos S.r.l.

In esecuzione di un accordo di investimento sottoscritto il 24 aprile 2020 e sue successive modifiche, ad inizio dell'esercizio 2021, 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 S.r.l. 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 ha tenuto conto della necessità di versamento in conto capitale delle società acquisita a copertura di perdite d'esercizio conseguenti a rettifiche patrimoniali da appostare in sede di predisposizione del bilancio d'esercizio 2020, avvenuto nel 2021 per Euro 2.600 migliaia.

Nel presente bilancio consolidato è stata assunta ai fini del consolidamento la situazione contabile disponibile più ravvicinata alla data di acquisizione, 01/01/2021. Gli effetti derivanti da tale semplificazione sono da ritenersi non rilevanti sui risultati 2021 del Gruppo.

Il fair value delle attività e passività identificabili alla data dell'acquisizione era il seguente:

Stato patrimoniale	Fair value
ATTIVITA' NON CORRENTI	
Attività materiali	4.290
Attività immateriali	20
Partecipazioni	1
Altre attività non correnti	4
Attività per imposte anticipate	681
	4.996
ATTIVITA' CORRENTI	
Crediti commerciali	1.153
Attività finanziarie correnti	1
Altre attività correnti	144
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	58
	1.356
TOTALE ATTIVITA'	6.353
PASSIVITA' NON CORRENTI	
Quota non corrente di finanziamenti a M/L termine	4.867
Trattamento di fine rapporto	96
	4.963
PASSIVITA' CORRENTI	
Debiti finanziari a breve termine	1.466
Debiti commerciali	1.538
Debiti tributari	737
Altre passività correnti	106
Altre passività finanziarie correnti	8
	3.855
TOTALE PASSIVITA'	8.817
TOTALE ATTIVITA' NETTE IDENTIFICABILI	(2.465)
Avviamento	4.240
Corrispettivo dell'acquisizione	1.775

Dall'allocazione del prezzo pagato (pari a Euro 1.775 migliaia) è stato rilevato un avviamento di Euro 4.240 migliaia, rappresentato dall'eccedenza del corrispettivo corrisposto rispetto alle attività nette identificabili acquisite e le passività assunte dal Gruppo. L'avviamento è relativo al maggior valore aziendale dato dal posizionamento territoriale della controllata, dalla sua capacità di acquisizione di nuova clientela e sviluppo di nuovo business e dalla possibilità di creazione di sinergie, che, poiché non scindibile, non soddisfa i requisiti per la rilevazione come attività immateriale secondo lo IAS 38.

La contabilizzazione dell'operazione nel presente bilancio consolidato è stata determinata provvisoriamente, a causa della temporaneità dei valori assegnabili alle attività e passività dell'acquisita e sarà resa definitiva ed eventualmente rettificata entro il termine di dodici mesi dalla data di acquisizione, come previsto dall'IFRS 3 B67.

La misurazione dell'avviamento si è basata sull'attualizzazione dei flussi di cassa previsionali attesi delle attività.

Dalla data di acquisizione, Ecos S.r.l. ha contribuito, al netto delle elisioni infragrupo, ai ricavi 2021 del Gruppo per Euro 5.206 migliaia, al risultato operativo per negativi Euro 1.071 migliaia e all'utile netto imposte del Gruppo per negativi Euro 955 migliaia.

7.3 Acquisizioni di interessenze addizionali in società già controllate

Nel corso dell'esercizio 2021 si segnala l'incremento della percentuale di controllo di Gruppo in Prometeo S.p.A. dal 56,53% al 31 dicembre 2020 al 63,72% al 31 dicembre 2021 a seguito di acquisto di un'ulteriore quota di partecipazione del 7,19% da parte di Estra Energie.

L'acquisizione è avvenuta dal Comune di Falconara al prezzo di Euro 2.500 migliaia.

L'operazione di acquisto dell'interessenza addizionale ha determinato un risultato di Euro 1.102 migliaia scaturente dalla differenza tra il fair value del corrispettivo pagato 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	Utili/(perdite) a nuovo
Prometeo S.p.a.	7,19%	3.224	2.406	(818)

7.4 Controllate con interessenze di minoranza significative

Di seguito si riportano le informazioni relative alle controllate rilevanti con partecipazioni di minoranza significative, oltre alla società Edma Reti Gas S.r.l., controllata a partire dalla fine dell'esercizio, per la quale si rinvia al paragrafo "7.1 Acquisizione del controllo di Edma Reti Gas S.r.l".

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 2021	% di Terzi 2020
Prometeo S.p.A.	Osimo (AN)	Euro	Vendita gas ed energia elettrica	36,28%	43,47%

Conto Economico (in migliaia di Euro)	Prometeo 2021	Prometeo 2020
Ricavi operativi		
Ricavi da contratti con clienti	142.223	108.275
Altri ricavi operativi	762	814
	142.985	109.089
Costi operativi		
Consumi di materie prime, sussidiarie e merci	(87.996)	(51.666)
Costi per servizi	(44.028)	(47.591)
Costi del personale	(2.240)	(1.992)
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(6.780)	(6.501)
Altri costi operativi	4	(11)
	(141.040)	(107.761)
RISULTATO OPERATIVO	1.945	1.328
Proventi finanziari	180	199
Oneri finanziari	(127)	(169)
GESTIONE FINANZIARIA	53	30
UTILE ANTE IMPOSTE	1.998	1.358
Imposte sul reddito dell'esercizio	821	449
RISULTATO NETTO DELL'ESERCIZIO	1.117	909

Stato patrimoniale (in migliaia di Euro)	Prometeo 2021	Prometeo 2020
ATTIVITA' NON CORRENTI		
Attività materiali	573	598
Avviamento	5.191	5.898
Attività immateriali	3.394	3.904
Partecipazioni	1.071	1.071
Altre attività non correnti	47	41
Attività per imposte anticipate	3.585	3.928
	13.861	15.440
ATTIVITA' CORRENTI		
Crediti commerciali	61.133	40.165
Crediti tributari	1.379	4.422
Altre attività correnti	1.130	1.356
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	6.529	4.785
	70.171	50.728
TOTALE ATTIVITA'	84.032	66.168
TOTALE PATRIMONIO NETTO	16.144	17.468
PASSIVITA' NON CORRENTI		
Fondi per rischi ed oneri	289	255
Trattamento di fine rapporto	475	469
Quota non corrente di finanziamenti a M/L termine	1.800	1.254
	2.564	1.978
PASSIVITA' CORRENTI		
Quota corrente di finanziamenti a M/L termine	965	182
Debiti finanziari a breve termine	9	10.031
Debiti commerciali	56.594	29.873
Debiti tributari	3.197	1.548
Altre passività correnti	4.559	5.088
	65.324	46.722
TOTALE PASSIVITA' e PN	84.032	66.168

8. Commento alle principali voci di conto economico

8.1 Ricavi

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2021 e al 31 dicembre 2020 i ricavi ammontano rispettivamente ad Euro 1.060.284 migliaia ed Euro 762.350 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	
	2021	2020
Ricavi da cessione di beni e servizi	1.046.433	748.414
Altri ricavi operativi	13.851	13.936
Totale ricavi	1.060.284	762.350

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 2021 comparati con l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2020:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2021	2020
Ricavi della distribuzione del gas metano	41.401	39.162
Perequazione distribuzione gas metano	(10.428)	(7.511)
Ricavi della vendita e distribuzione di gas naturale GPL	3.152	2.715
Ricavi della vendita di gas metano	696.313	517.493
Ricavi della vendita di energia elettrica	227.408	144.048
Ricavi dell'attività delle telecomunicazioni	5.642	5.188
Ricavi da selezione e conferimento rifiuti	9.629	4.073
Ricavi da efficientamento energetico edifici	23.430	2.429
Ricavi delle altre attività del gruppo	17.918	15.622
Incrementi immobilizzazioni per lavori interni	25.397	21.031
Quota di competenza dei contributi percepiti	2.217	2.394
Ricavi per servizi post contatore e prestazioni accessorie	4.354	1.770
Ricavi da cessione di beni e servizi	1.046.433	748.414

Le principali variazioni sono relative ai “Ricavi della vendita di gas metano”, che registrano un incremento di Euro 178.820 migliaia per maggiore attività di bilanciamento gas e per effetto dell'incremento del prezzo della materia prima.

La voce “Ricavi della vendita di energia elettrica”, registra un incremento di Euro 83.360 principalmente per effetto dei maggior volumi di energia elettrica venduti alla clientela finale e per incremento delle tariffe di vendita.

La voce “Ricavi da selezione e conferimento rifiuti” registra un incremento di Euro 5.556 principalmente per effetto dell'acquisizione della società Ecos S.r.l.

La voce “Ricavi da efficientamento energetico edifici” è riferita ai ricavi della controllata Estra Clima S.r.l. per specifici interventi in ambito di efficienza energetica, in significativo aumento grazie anche agli incentivi fiscali per i committenti introdotti dal Decreto Rilancio del 19 maggio 2020.

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 2.882 migliaia);
- i ricavi da gestione calore e manutenzione tipici della controllata Estra Clima S.r.l. (Euro 7.103 migliaia);
- i ricavi per produzione di energia elettrica dagli impianti fotovoltaici ubicati a Cavriglia (AR) per Euro 5.507 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 2021 e 2020 lo stanziamento per la stima delle forniture di energia elettrica e gas erogate ai clienti finali e non ancora fatturate 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 determinata prendendo a riferimento sia i volumi di allocazione da parte del distributore nazionale che previsioni interne di consumo dei clienti; la stima è rilevata in appositi stanziamenti per fatture da emettere.

Di seguito si elenca il dettaglio dei ricavi da contratti con clienti del Gruppo per l’esercizio chiuso al 31 dicembre 2021 raggruppati per settore operativo:

Esercizio chiuso al 31 dicembre 2021 (valori in migliaia di euro)	Settori operativi			
	Totale	Mercato regolato	Vendita gas e luce	Corporate e Altre
Ricavi della distribuzione del gas metano	41.401	41.401		
Perequazione distribuzione gas metano	(10.428)	(10.428)		
Ricavi della vendita e distribuzione di gas naturale GPL	3.152	3.152		
Ricavi della vendita di gas metano	696.313		696.313	
Ricavi della vendita di energia elettrica	227.408		227.408	
Ricavi dell’attività delle telecomunicazioni	5.642			5.642
Ricavi da selezione e conferimento rifiuti	9.629			9.629
Ricavi da efficientamento energetico edifici	23.430			23.430
Ricavi delle altre attività del gruppo	17.918			17.918
Incrementi immobilizzazioni per lavori interni	25.397	25.397		
Quota di competenza dei contributi percepiti	2.217	730	17	1.470
Ricavi per servizi post contatore e prestazioni accessorie	4.354		4.354	
Ricavi da cessione di beni e servizi	1.046.433	60.252	928.092	58.089
Rettifiche e Elisioni	61.591	38.291	3.094	20.206
Totale ricavi al lordo di rettifiche ed elisioni tra settori operativi	1.108.024	98.543	931.186	78.295

Il Gruppo opera solo sul territorio italiano.

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 2021 comparati con l’esercizio chiuso al 31 dicembre 2020:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2021	2020
Titoli Efficienza Energetica	5.490	7.080
Rilascio fondo rischi	181	131
Ricavi diversi di esercizio	8.101	6.718
Plusvalenze gestione extra-caratteristica	79	7
Altri ricavi operativi	13.851	13.936

La voce “Titoli Efficienza energetica” contiene la valorizzazione dei titoli di efficienza energetica (TEE) di competenza dell’esercizio 2021 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 riconosciuto da ARERA relativamente ai TEE acquistati dal 1° gennaio al 31 dicembre, al netto di quelli venduti. Con Delibera 358/2021/R/efr del 3 agosto 2021 Arera ha pubblicato il valore del contributo tariffario pari a 250,00 €/TEE, e la misura del corrispettivo addizionale, pari a 10,00 €/TEE da riconoscere ai distributori nell’ambito del meccanismo dei titoli di efficienza energetica per l’anno d’obbligo 2020. Con Delibera 547/2021/R/efr del 30 novembre 2021 ARERA ha successivamente pubblicato il valore della componente addizionale eccezionale, pari a 7,26 €/TEE, da riconoscere ai distributori nell’ambito del meccanismo dei titoli di efficienza energetica per l’anno d’obbligo 2020. Pertanto il contributo per i titoli acquistati dal 1° gennaio al 16 luglio 2021 (data di chiusura dell’anno d’obbligo 2020) è stato di 250 €/TEE (n. 16.727 TEE), a cui si sono aggiunti la componente addizionale eccezionale di 7,26 €/TEE e il corrispettivo addizionale di 10,00 €/TEE, entrambi sui 21.839 TEE acquistati durante tutto l’anno d’obbligo 2020 (dal 1° dicembre 2020 al 16 luglio 2021). Il corrispettivo addizionale e la componente addizionale eccezionale sono stati rilevati interamente in questo esercizio 2021 (anche per i TEE acquistati in precedenza) in quanto prima questi contributi non erano certi e non ne era conoscibile la misura. Per i titoli acquistati dal 17 luglio 2021 si è provveduto ad una stima del contributo, 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 pertanto l’aspettativa è di un contributo pari a detto valore massimo. Rispetto al 2020, si nota una importante riduzione dei ricavi relativi ai TEE, dovuta al minor numero di TEE acquistati in quanto gli obiettivi sono stati rideterminati da Arera con una rilevante diminuzione (per l’anno d’obbligo 2020 si è passati da 93.898 TEE a 37.607 TEE e l’obiettivo per l’anno d’obbligo 2021 è pari a 12.196 TEE, contro una media di circa 70 mila TEE degli anni d’obbligo precedenti al 2020).

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 2020.

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 1.983 migliaia nel 2021 ed Euro 2.029 nel 2020, 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 2021 e 2020 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 evidenziano le seguenti partite di carattere straordinario:

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);
- ricavi per recupero di componenti tariffarie a valere su esercizi precedenti nel settore della distribuzione di gas naturale (Euro 1.160 migliaia).

Nel bilancio 2021 si è proceduto all'iscrizione di:

- ricavi per Euro 1.087 migliaia relativi a corrispettivi IRMA (importo residuo mancati ammortamenti) riconosciuti da ARERA con la Delibera 559/2021/R/gas del 9 dicembre 2021 alle società del Gruppo operanti nella distribuzione di gas naturale a titolo di recupero tariffario per i gruppi di misura tradizionali di calibro G4 e G6 sostituiti in applicazione delle Direttive smart meter. La delibera ha rideterminato le tariffe di riferimento per gli anni tariffari dal 2015 al 2020, in applicazione delle nuove disposizioni relative alle modalità di dichiarazione delle dismissioni dei gruppi di misura tradizionali di calibro G4 e G6 sostituiti con smart meter;
- ricavi per risarcimento danni patito dalla controllata Estracom nel periodo 2009-2011, quantificato con sentenza del 20 maggio 2021 emanata dal Tribunale di Roma in Euro 679 migliaia oltre Euro 30 migliaia per spese legali sostenute, nell'ambito di un contenzioso da questa instaurato nei confronti di primaria azienda italiana di telecomunicazione per condotte costituenti abuso di posizione dominante in violazione degli artt. 101 e 102 del Trattato sul Funzionamento dell'Unione Europea (TFUE) e/o condotte illecite ed anticoncorrenziali in violazione degli artt. 2598 e/o 2043 c.c.,

8.2 Costi operativi

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2021 e al 31 dicembre 2020 i costi operativi ammontano rispettivamente a Euro 1.011.999 ed Euro 720.035:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2021	2020
Materie prime, sussidiarie e merci	646.760	357.543
Costi per servizi	250.065	242.134
Costi per il personale	41.856	39.230
Ammortamenti, accantonamenti, svalutazioni	61.653	61.248
Altri costi operativi	11.665	19.880
Costi operativi	1.011.999	720.035

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 646.760 migliaia per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2021 ed Euro 357.543 migliaia per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2020.

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2021	2020
Acquisti materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	642.017	351.705
Variazione rimanenze	4.811	6.193
	646.828	357.898
<i>a dedurre:</i>		
-incrementi per lavori interni	(68)	(355)
Materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	646.760	357.543

La componente più significativa della voce è rappresentata dai costi di acquisto, trasporto e stoccaggio gas per Euro 492.197 migliaia (Euro 297.503 migliaia nel 2020) e costi di acquisto di energia elettrica per Euro 134.485 migliaia (Euro 41.972 migliaia nel 2020).

La variazione delle rimanenze è legata al decremento del gas naturale in stoccaggio a fine esercizio 2021 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 2021 sono aumentati rispetto all'esercizio 2020 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 2021 comparati con l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2020:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2021	2020
Prestazioni professionali	7.288	5.804
Costi per riqualificazione impianti di terzi e per appalti e manutenzioni	31.279	17.262
Costi per trasporto e smaltimento rifiuti	5.796	1.484
Assicurazioni	1.568	1.507
Prestazioni e consulenze tecniche fiscali amministrative e notarili	8.388	7.383
Costi relativi alla gestione clientela e per stampa e recapito bollette	4.278	4.433
Servizi telecomunicazioni	2.745	2.478
Costi distribuzione gas utenti	101.702	103.064
Costi di trasporto e dispacciamento energia elettrica	65.612	77.505
Costi di pubblicità e sponsorizzazione dei prodotti del gruppo	2.922	2.303
Canoni di concessione gas	9.174	8.768
Locazioni e canoni diversi	1.301	1.165
Altri costi per servizi	11.685	12.082
a dedurre:		
-incrementi per lavori interni	(3.676)	(3.104)
Costi per servizi	250.065	242.134

La principale variazione dei costi per servizi è relativa, prevalentemente, alla voce "riqualificazione impianti di terzi e per appalti e manutenzioni" registra un incremento di Euro 14.017 migliaia, principalmente per maggiori attività di efficientamento energetico degli edifici grazie anche agli incentivi fiscali per i committenti introdotti dal Decreto Rilancio del 19 maggio 2020 e per effetto della ripresa delle attività rispetto al periodo di confronto che invece era influenzato negativamente dal periodo di lockdown indotto dal COVID-19.

La voce costi per trasporto e smaltimento rifiuti registra un incremento di Euro 4.312 migliaia principalmente per effetto dell'acquisizione della società Ecos S.r.l. in correlazione all'andamento dei ricavi.

I costi di trasporto e dispacciamento energia elettrica in diminuzione nell'esercizio 2021 rispetto all'esercizio precedente per effetto della diminuzione delle tariffe della componente di trasporto.

L'incremento dei costi per prestazioni professionali, consulenze e spese di pubblicità e sponsorizzazione è principalmente relativa alla ripresa delle attività rispetto al periodo di confronto che invece era influenzato negativamente dal periodo di lockdown indotto dal COVID-19.

La voce canoni di concessione gas fa riferimento ai canoni corrisposti dal Gruppo ai Comuni affidatari del servizio di distribuzione e misura del gas naturale. La voce registra un incremento nell'esercizio 2021 principalmente per effetto dell'iscrizione nel saldo comparativo 2020 di minori costi per la rideterminazione dei canoni di concessione di distribuzione di gas naturale di esercizi precedenti originata dall'accordo transattivo concluso a maggio 2020 con il Comune di Seravezza.

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 2021 comparati con l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2020:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2021	2020
Salari e stipendi	30.269	28.318
Oneri sociali	10.017	9.388
Trattamento di fine rapporto	1.890	1.778
Altri Costi	137	101
Personale distaccato da terzi	63	71
a dedurre:		
-incrementi per lavori interni	(520)	(426)
Costi per il personale	41.856	39.230

L'aumento è dovuto all'ampiamiento dell'organico aziendale per effetto dell'acquisizione di Ecos S.r.l. con organico medio di 17 unità, a incrementi retributivi previsti dal CCNL ed ai benefici registrati nel 2020 da minori straordinari e maggiore utilizzo di ferie in concomitanza con il periodo di lockdown.

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 2021 comparati con l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2020:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2021	2020
Ammortamenti attività immateriali	36.436	35.979
Ammortamenti attività materiali	12.571	12.045
Svalutazione attività immateriali	-	-
Svalutazione attività materiali	-	-
Svalutazione crediti commerciali	12.549	13.027
Altri accantonamenti	97	197
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	61.653	61.248

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 2021 comparati con l'esercizio chiusi al 31 dicembre 2020:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2021	2020
Altri oneri diversi di gestione	3.056	3.544
Accordo Transattivo con Comune di Prato	-	6.000
Imposte e tasse indirette diverse	1.431	1.295
Acquisto titoli efficienza energetica	5.490	7.019
Quote associative	577	698
Minusvalenze da alienazioni	1.111	1.324
Altri costi operativi	11.665	19.880

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 2021. 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 282 migliaia, si evidenzia che continuerà ad essere riconosciuta nelle tariffe di vettoramento la componente di QA nel VRT a ristoro delle società di distribuzione per alcuni tipologia di calibri pari ad Euro 218 migliaia, iscritta negli altri ricavi.

Si segnala l’iscrizione in questa voce, nell’esercizio precedente, della posta straordinaria legata al contenzioso sulla determinazione dell’indennizzo dovuto al Gruppo, quale gestore uscente del servizio di distribuzione gas naturale Comune di Prato, in riferimento al quale, con sentenza n. 387/2020, 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.

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	
	2021	2020
Margine dell’attività di trading gas	838	398
Variazione di fair value dei commodity swap utilizzati nell’attività di commercializzazione energia elettrica	(995)	106
Variazione di fair value dei commodity swap utilizzati nell’attività di commercializzazione gas	3.072	(1.709)
Totale oneri da gestione rischio commodity	2.915	(1.205)

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 2021 e al 31 dicembre 2020 i proventi da valutazione delle partecipazioni di natura non finanziaria con il metodo del patrimonio netto ammontano rispettivamente a Euro 6.251 migliaia ed Euro 671.

La voce si riferisce alla valutazione della partecipazione di Estra nella joint venture EDMA Reti Gas S.r.l.. 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 è rilevata nel prospetto di Conto Economico prima del risultato operativo.

In particolare:

- La partecipata è stata oggetto di valutazione a patrimonio netto sino alla data del 31/12/2021 determinando una rivalutazione di Euro 946 migliaia;
- L’acquisizione del controllo descritto nel paragrafo “Acquisizione del controllo di Edma Reti Gas S.r.l” ha determinato una rettifica di valore positiva di Euro 5.305 migliaia derivante dalla rimisurazione al fair value della quota al 45% già detenuta prima dell’acquisizione.

8.5 Proventi finanziari

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2021 e al 31 dicembre 2020 i proventi finanziari ammontano rispettivamente a Euro 1.971 migliaia ed Euro 3.482 migliaia. Il dettaglio è il seguente:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2021	2020
Proventi verso società collegate	249	233
Proventi diversi verso altri	1.440	3.066
Rivalutazione derivati IRS	282	183
Proventi finanziari	1.971	3.482

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 162 migliaia (Euro 1.533 migliaia al 31 dicembre 2020) ed agli interessi attivi per ritardato pagamento addebitati ai clienti per Euro 906 migliaia (Euro 1.154 migliaia al 31 dicembre 2020).

8.6 Oneri finanziari

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2021 e al 31 dicembre 2020 gli oneri finanziari ammontano rispettivamente a Euro 9.995 migliaia ed Euro 11.984 migliaia. Il dettaglio è il seguente:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2021	2020
Interessi passivi c/c bancari	38	31
Interessi passivi su mutui e gestione finanziaria	3.700	5.497
Interessi passivi su prestiti obbligazionari	5.426	5.420
Interessi passivi altri	198	334
Interessi di mora	11	29
Interest cost TFR	45	60
Interessi passivi su finanziamento Soci	236	284
Interessi passivi leasing IFRS 16	341	329
Oneri finanziari	9.995	11.984

La diminuzione della voce è legata al minore indebitamento medio dell'esercizio 2021 rispetto al 2020, 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 2021 e al 31 dicembre 2020 la valutazione delle partecipazioni di natura finanziaria con il metodo del patrimonio netto ha determinato oneri per Euro 2.263 migliaia nell'esercizio 2021 e oneri per Euro 1.166 migliaia nell'esercizio 2020.

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 2021 e al 31 dicembre 2020 le imposte sul reddito dell'esercizio ammontano rispettivamente a Euro 14.218 migliaia (componente negativa di reddito) ed Euro 38.167 migliaia (componente positiva di reddito):

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2021	2020
Imposte correnti	16.006	18.647
Imposte esercizi precedenti	59	(444)
Imposte correnti	16.065	18.203
Imposte anticipate	(203)	(36.464)
Imposte differite	(1.643)	(19.906)
Imposte dell'esercizio	14.218	(38.167)

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..

Si evidenzia che le imposte dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2020 erano 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 Operazioni significative non ricorrenti, atipiche e/o inusuali

Entrambi i conti economici degli esercizi 2021 e 2020 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 a determinazione delle imposte sul reddito dell'esercizio comparativo 2020 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 2021 e al 31 dicembre 2020 la variazione riserva di cash flow hedge è negativa di Euro 10.461 migliaia e positiva di Euro 6.846 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 su commodity e derivati IRS di copertura.

9.2 Utili (perdite) attuariali

Nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2021 la perdita attuariale ammonta ad Euro 124 migliaia, rispetto alla perdita attuariale di Euro 134 migliaia rilevata nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2020.

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 2021 e al 31 dicembre 2020 le attività materiali ammontano rispettivamente a Euro 108.524 migliaia ed Euro 105.341 migliaia.

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2021	2020
Terreni e fabbricati	23.101	21.462
<i>di cui per diritto d'uso</i>	<i>13.109</i>	<i>11.300</i>
Impianti e macchinari	74.371	71.253
<i>di cui per diritto d'uso</i>	<i>179</i>	<i>141</i>
Attrezzature industriali e commerciali	1.279	1.310
<i>di cui per diritto d'uso</i>	<i>163</i>	<i>584</i>
Altri beni	6.959	7.011
<i>di cui per diritto d'uso</i>	<i>2.925</i>	<i>2.928</i>
Immobilizzazioni in corso e acconti	2.814	4.305
Attività materiali	108.524	105.341

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 3.120 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 25.818 migliaia;
- un impianto di trigenerazione localizzato nel Comune di Sesto Fiorentino di proprietà della controllata Estra Clima S.r.l. per Euro 639 migliaia;
- impianti fotovoltaici per Euro 38.464 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 2.635 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 2.430 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 25.555 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 2021 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 2021 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 2021	30.044	118.206	4.304	24.570	4.305	181.429
Incrementi	1.056	5.244	391	2.150	2.844	11.683
<i>di cui per diritto d'uso</i>	<i>900</i>		<i>245</i>	<i>961</i>		<i>2.106</i>
Cessioni/Eliminazioni	(170)	(724)	(974)	(1.479)		(3.347)
<i>di cui per diritto d'uso</i>	<i>(171)</i>		<i>(974)</i>	<i>(629)</i>		<i>(1.774)</i>
Riclassifica		4.150		185	(4.335)	-
Acquisizioni aziendali	4.886	1.860	972	826		8.545
Al 31 dicembre 2021	35.816	128.736	4.693	26.252	2.814	198.310
Ammortamenti						
Al 1 gennaio 2021	(8.582)	(46.953)	(2.994)	(17.559)	-	(76.088)
Ammortamento dell'esercizio	(3.543)	(6.050)	(228)	(2.750)		(12.571)
<i>di cui per diritto d'uso</i>	<i>(3.216)</i>	<i>(76)</i>	<i>(82)</i>	<i>(1.264)</i>		<i>(4.637)</i>
Cessioni/Eliminazioni	119	210	388	1.430		2.147
<i>di cui per diritto d'uso</i>	<i>119</i>		<i>388</i>	<i>581</i>		<i>1.088</i>
Riclassifica						-
Acquisizioni aziendali	(709)	(1.572)	(580)	(414)		(3.275)
Al 31 dicembre 2021	(12.715)	(54.365)	(3.414)	(19.293)	-	(89.787)
Valore netto contabile						
Al 31 dicembre 2020	21.462	71.253	1.310	7.011	4.305	105.341
Al 31 dicembre 2021	23.101	74.371	1.279	6.959	2.814	108.524

Nel corso dell'esercizio 2021 si evidenziano in particolare:

- investimenti dell'esercizio per Euro 11.683 migliaia principalmente riconducibili (i) alla categoria "Terreni e fabbricati", per complessivi Euro 1.056 migliaia tra cui si evidenzia in particolare rinnovi contrattuali per affitto degli stores per Euro 398 migliaia (ii) alla categoria "Impianti e macchinari", per complessivi Euro 5.244 migliaia riferiti prevalentemente ad impianti e macchinari afferenti la realizzazione di strutture telematiche e di telecomunicazioni (iii) alla categoria "Altri beni", per complessivi Euro 2.150 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 2.844 migliaia relativi principalmente alla realizzazione dei cablaggi infrastrutturali delle aree industriali in FTTH e al revamping dell' impianto di selezione rifiuti urbani della società Ecolat S.r.l.;
- incrementi netti per acquisizioni aziendali per Euro 5.270, relativi al consolidamento integrale di Ecos S.r.l. ed Edma Reti Gas S.r.l., come descritto nel paragrafo della nota relativo alle aggregazioni aziendali.
- ammortamenti del periodo per Euro 12.571 migliaia;

Nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2020 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 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>	<i>1.092</i>			<i>1.677</i>		<i>2.769</i>
Cessioni/Eliminazioni	(686)		(104)	(899)		(1.689)
<i>di cui per diritto d'uso</i>	<i>(686)</i>			<i>(694)</i>		<i>(1.380)</i>
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>	<i>(2.921)</i>	<i>(51)</i>	<i>(195)</i>	<i>(1.188)</i>		<i>(4.355)</i>
Cessioni/Eliminazioni	633		21	837		1.490
<i>di cui per diritto d'uso</i>	<i>633</i>			<i>644</i>		<i>1.277</i>
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;

10.1.2 Impairment test ai sensi dello IAS 36 sul valore delle attività materiali

Esercizio 2021 e 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 dell'emergenza sanitaria da COVID 19 come descritto nel paragrafo 13.6 "Rischi relativi alla pandemia di coronavirus".

10.1.3 Avviamento

L'avviamento iscritto nel bilancio consolidato al 31 dicembre 2021 fa riferimento a:

- 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 23.440 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 (Euro 1.820 migliaia);
- avviamento emerso in sede di Purchase Price Allocation dall’acquisizione di Ecos S.r.l. nell’esercizio 2021 (Euro 4.240 migliaia);

Il Gruppo ha proceduto alla verifica di impairment test al 31 dicembre 2021 e al 31 dicembre 2020 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”. “Altro gestione rifiuti Ecolat” e “Altro gestione rifiuti Ecos”:

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

	Vendita gas ed energia elettrica		Mercato regolato		Altro (Ecos)		Altro (Ecolat)		Totale	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Avviamento	28.067	28.067	1.369	1.369	4.240		1.820	1.700	35.496	31.136

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 Gruppo ha effettuato il proprio impairment test al 31 dicembre 2021 e 2020. L’impairment test al 31 dicembre 2021 è stato predisposto sulla base del piano industriale 2021-2025 approvato dal Consiglio di Amministrazione in data 13 gennaio 2021, tenuto conto della prevedibile dinamica del capitale circolante derivante dal recente straordinario incremento dei prezzi delle commodities.

Il tasso di sconto applicato alle proiezioni dei flussi di cassa, al netto delle imposte, è del 5,37% nel 2021 (5,7% nel 2020). I flussi di cassa sono stati estrapolati utilizzando un tasso di crescita del 1,5% nel 2021 (1,5% nel 2020), 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 ipotizzando 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. I flussi di cassa sono stati estrapolati utilizzando un tasso di crescita del 1,5%.

Il tasso di sconto applicato alle proiezioni dei flussi di cassa, al netto delle imposte, è del 5,95% (5,3% nel 2020).

A completamento di queste analisi, gli amministratori non hanno rilevato perdite di valore da imputare all'avviamento.

Il calcolo del valore d'uso è particolarmente sensibile ai seguenti fattori:

- volumi di rifiuti trattati e relativa marginalità;
- tassi di sconto.

Il Gruppo ha condotto una sensitivity analysis delle ipotesi rilevanti sopra menzionate utilizzate per la determinazione del valore recuperabile (variazioni +/- 5% del WACC e dei flussi di cassa futuri in ipotesi di minori volumi di business o riduzione della marginalità) alla luce dei risultati della quale gli amministratori ritengono che, in presenza di ragionevoli variazioni delle ipotesi chiave, non si generi un'eccedenza del valore contabile sul valore recuperabile.

Altro- Gestione rifiuti Ecos

L'avviamento scaturisce dall'acquisizione di Ecos S.r.l., società proprietaria di un sito di stoccaggio che opera nel mercato nazionale della gestione rifiuti speciali, pericolosi e non e dalla rilevazione, in via residuale rispetto al *fair value* delle attività identificabili, della capacità della società di produrre redditi futuri dalla propria attività di business ed è principalmente correlato alle aspettative di crescita ed alle sinergie di costo previste.

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 dall'ultimo piano industriale disponibile alla data di valutazione e approvato dalla Direzione Aziendale, che prevede una progressiva crescita dei volumi trattati e della marginalità conseguita rispetto all'esercizio corrente, primo anno di gestione da parte del Gruppo.

Il tasso di sconto applicato alle proiezioni dei flussi di cassa, al netto delle imposte, è del 5,95%.

A completamento di queste analisi, gli amministratori non hanno rilevato perdite di valore da imputare all'avviamento.

Il calcolo del valore d'uso è particolarmente sensibile ai seguenti fattori:

- tasso di crescita dei volumi di rifiuti trattati e relativa marginalità;
- proroga dell'autorizzazione oltre l'attuale scadenza (anno 2031);
- tassi di sconto.

Conseguentemente il Gruppo ha condotto una sensitivity analysis delle ipotesi rilevanti sopra menzionate utilizzate per la determinazione del valore recuperabile (variazioni +/- 5% del WACC e dei flussi di cassa futuri in ipotesi di minori volumi di business o riduzione della marginalità, durata dell'autorizzazione) alla luce dei risultati della quale gli amministratori ritengono che, in presenza di ragionevoli variazioni delle ipotesi chiave, non si generi un'eccedenza del valore contabile sul valore recuperabile.

10.1.5 Attività immateriali

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2021 e al 31 dicembre 2020 le attività immateriali ammontano rispettivamente a Euro 492.392 migliaia e Euro 449.377 migliaia.

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2021	2020
Diritti di brevetto industriale, licenze e marchi	3.639	3.485
Beni in concessione	371.671	323.610
Liste clienti	96.190	103.426
Altre attività immateriali	14.450	16.551
Attività immateriali in corso	6.442	2.305
Attività immateriali	492.392	449.377

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 operanti nella CGU Vendita gas e luce 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 2021 e 31 dicembre 2020 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. Anche gli ammortamenti di questa voce sono riconsiderati almeno alla fine di ciascun esercizio in funzione dei Churn Rate.

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 2021 non si ravvisano quindi indicatori di perdita durevole di valore sulle attività immateriali a vita utile definita.

Nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2021 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 2021	45.270	547.531	138.167	45.327	2.305	778.600
Incrementi	2.869	25.071		6.305	4.187	38.432
Cessioni/Eliminazioni		(3.864)				(3.864)
Riclassifica	50				(50)	-
Acquisizioni aziendali	2.534	67.578		1.443		71.555
Al 31 dicembre 2021	50.723	636.316	138.167	53.075	6.442	884.723
Ammortamenti e svalutazioni						
Al 1 gennaio 2021	(41.785)	(223.921)	(34.741)	(28.776)		(329.223)
Ammortamento dell'esercizio	(2.886)	(17.675)	(7.236)	(8.639)		(36.436)
Cessioni/Eliminazioni		2.441				2.441
Acquisizioni aziendali	(2.413)	(25.490)		(1.210)		(29.113)
Al 31 dicembre 2021	(47.084)	(264.645)	(41.977)	(38.625)		(392.331)
Valore netto contabile						
Al 31 dicembre 2020	3.485	323.610	103.426	16.551	2.305	449.377
Al 31 dicembre 2021	3.639	371.671	96.190	14.450	6.442	492.392

Nel corso dell'esercizio 2021 si evidenziano in particolare:

- investimenti dell'esercizio per Euro 38.432 migliaia, principalmente riferiti:
 - (i) alla categoria "Beni in concessione" per complessivi Euro 25.071 migliaia per gli investimenti effettuati in riferimento alle reti di distribuzione gas;
 - (ii) alla categoria Diritti di brevetto industriale, licenze e marchi per complessivi euro 2.869 migliaia, principalmente relativi a costi per software;
 - (iii) alla categoria "Altre Immobilizzazioni Immateriali" per complessivi Euro 6.305 migliaia, principalmente relative a costi di acquisizione clientela sostenuti da parte delle società di vendita gas ed energia elettrica del Gruppo;
 - (iv) alla categoria "Immobilizzazioni in corso" per complessivi Euro 4.187 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 concluderà nell'esercizio 2022.
- incrementi netti per acquisizioni aziendali per Euro 42.442 principalmente relativi al consolidamento di Edma Reti Gas S.r.l. il cui consolidamento ha apportato attività immateriali pari a complessivi Euro 42.089 migliaia relative alle reti di distribuzione gas rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12;
- cessioni/eliminazioni nette per Euro 1.423 migliaia principalmente afferenti a misuratori gas;
- ammortamenti del periodo per Euro 36.436 migliaia.

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:
 - (i) alla categoria "Beni in concessione" per complessivi Euro 21.178 migliaia per gli investimenti effettuati in riferimento alle reti di distribuzione gas;
 - (ii) alla categoria Diritti di brevetto industriale, licenze e marchi per complessivi euro 2.936 migliaia, principalmente relativi a costi per software;
 - (iii) 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;
 - (iv) 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.

10.1.6 Partecipazioni

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2021 ed al 31 dicembre 2020 le partecipazioni ammontano rispettivamente a Euro 20.082 migliaia ed Euro 26.107 migliaia.

Partecipazioni (valori in migliaia di euro)	Saldo al 31 dicembre 2020	Incrementi / Decrementi	Rivalutazione / (Svalutazione)	Altri movimenti	Saldo al 31 dicembre 2021
Edma Reti Gas S.r.l.	10.124		5.966	(16.090)	-
Nuova Sirio S.r.l.	54		35		89
Partecipazioni in società sottoposte a controllo congiunto	10.178	-	6.001	(16.090)	89
Blugas Infrastrutture S.r.l.	7.213		16		7.229
AES Fano	683		343		1.026
Monte Urano S.r.l.	830		(36)		794
SIG S.r.l.	3.191		(32)		3.159
Bisenzio Ambiente S.p.A.		1.767	(485)	39	1.321
Sei Toscana S.r.l.		2.638	(110)	3.773	6.301
Partecipazioni in collegate	11.917	4.405	(304)	3.812	19.830
AISA S.p.A.	45				45
Sinergie Italiane S.r.l.	0				0
Sei Toscana S.r.l.	3.773			(3.773)	-
Casole Energie S.r.l.	114		(22)		92
Ecos S.r.l.	15	1.760		(1.775)	-
Bisenzio Ambiente S.p.A.	39			(39)	-
Altre imprese	26				26
Partecipazioni in altre imprese	4.012	1.760	(22)	(5.587)	163
Totale partecipazioni	26.107	6.165	5.675	(17.865)	20.082

Le variazioni dell'esercizio fanno riferimento a:

- l'incremento della partecipazione di Bisenzio Ambiente S.r.l. per Euro 1.767 migliaia a seguito dell'acquisizione del 31,8% delle quote societarie. Gli altri movimenti fanno riferimento alla riclassifica da partecipazioni in altre imprese a partecipazioni in collegate dell'interessenza al 5% detenuta al 31 dicembre 2020.

L'acquisizione è avvenuta nell'ambito di un accordo di investimento, sottoscritto in data 30 marzo 2020 (successivamente modificato in data 6 aprile 2021 e 28 febbraio 2022) da Estra S.p.A., Consiag S.p.A. (socio di Estra S.p.A. al 39,5%) e Cipeco S.r.l., che prevede una serie di operazioni finalizzate alla progressiva acquisizione da parte di Estra S.p.A. e di Consiag S.p.A. dell'intero capitale sociale di Bisenzio Ambiente S.r.l. da Cipeco S.r.l., nonché il rimborso del finanziamento di Euro 7.804 migliaia originariamente concesso da Cipeco S.r.l. a Bisenzio Ambiente S.r.l..

In esecuzione dell'accordo:

- in data 22 aprile 2020, Estra S.p.A. ha acquisito una quota del 5% di Bisenzio Ambiente mediante sottoscrizione di un aumento di capitale sociale di Euro 39.000 deliberato dal socio Cipeco a favore di terzi. Estra S.p.A. ha inoltre prestato una garanzia alla Regione Toscana per l'importo di Euro 1.867 migliaia necessario allo svolgimento delle operazioni di selezione e smaltimento dei rifiuti.
- in data 28 aprile 2021, Estra S.p.A. ha acquistato una partecipazione del 31,8% in Bisenzio Ambiente per un corrispettivo di Euro 1.767 migliaia e Consiag S.p.A. ha acquistato una partecipazione del 4,2% per Euro 233 migliaia.
- in data 31 marzo 2022, Estra S.p.A. e Consiag S.p.A. hanno acquistato il residuo 54% del capitale sociale di Bisenzio Ambiente per un corrispettivo complessivo di Euro 2.500 migliaia, di cui Estra S.p.A. ha acquistato il 38,2% e Consiag S.p.A. il 15,8%. Il corrispettivo è soggetto a un meccanismo di conguaglio, che può comportare un incremento fino ad Euro 500 migliaia al verificarsi delle condizioni applicabili.

Essendo l'acquisizione del controllo avvenuta dopo la chiusura dell'esercizio, la società è stata valutata con il metodo del patrimonio netto nel presente bilancio consolidato al 31 dicembre 2021;

- l'incremento della percentuale di partecipazione di Gruppo in Sei Toscana S.r.l. dal 11,27% al 31 dicembre 2020 al 19,99% al 31 dicembre 2021 a seguito di acquisto di un'ulteriore quota di partecipazione del 8,72% nel corso dell'esercizio 2021 come descritto nel paragrafo "Risoluzione del contenzioso di Ecolat su aumento di capitale sociale in Sei Toscana S.r.l.", cui si rinvia. Gli altri movimenti fanno riferimento alla riclassifica da partecipazioni in altre imprese a partecipazioni in collegate dell'interessenza al 11,27% detenuta al 31 dicembre 2020. L'incremento della quota di partecipazione ne ha determinato il passaggio dalla voce partecipazioni in altre imprese, valutate al costo, alla voce partecipazioni in collegate, valutate con il metodo del patrimonio netto;
- l'incremento della percentuale di partecipazione di Gruppo Ecos S.r.l. dal 15% al 31 dicembre 2020 al 100,00% al 31 dicembre 2021 a seguito di acquisto di un'ulteriore quota di partecipazione del 85% nel corso dell'esercizio 2021 al prezzo di Euro 1.760 migliaia come descritto nel paragrafo delle aggregazioni aziendali dell'esercizio. Gli altri movimenti fanno riferimento all'annullamento della partecipazione a seguito di consolidamento integrale;
- l'annullamento della partecipazione al 45% in Edma Reti Gas. S.r.l. a seguito di acquisizione del controllo della società (Euro 16.090 migliaia), come descritto nel paragrafo relativo alle aggregazioni aziendali dell'esercizio;
- rivalutazioni/(svalutazioni) derivanti dall'applicazione del metodo del patrimonio netto per complessivi Euro 5.388 migliaia.

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 2021 per Euro 2.111 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 dopo un primo insuccesso al TAR Lombardia hanno portato nel giugno 2021 all'accoglimento dei motivi di ricorso da parte del Consiglio di Stato. In ottemperanza alla sentenza del Consiglio di Stato, ARERA ha emanato la Delibera 513/2021 in cui ha rivalutato le modalità di calcolo del fattore di decurtazione dei ricavi applicato, rideterminandone il valore, con un incremento dal 71,6% al 73,6%. Questa variazione comporta un conguaglio sui ricavi 2015-20 di 320 migliaia di euro a favore della Società.

La contitolare Edison Stoccaggio ha proposto un nuovo ricorso contro la delibera 513/2021, poiché ritiene che questa non dia adeguata esecuzione alla decisione del Consiglio di Stato. Alla data di redazione del bilancio il nuovo procedimento non è ancora avviato.

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 2021, redatto in conformità alle disposizioni di cui all'art. 2490 del Codice Civile, evidenziando un patrimonio netto negativo di Euro 18,7 milioni dopo una perdita di periodo di Euro 18,9 milioni.

L'unico attivo immobilizzato della società era costituito dall'investimento, effettuato negli anni tra il 2009 e il 2011, nella capacità di trasporto sul gasdotto austriaco TAG, con scadenza 2029. Nel corso dei precedenti esercizi, i Liquidatori avevano potuto verificare il decrescente interesse da parte dei principali operatori del settore, ad acquistare, o ad utilizzare mediante un contratto di subletting, la capacità di trasporto non oggetto di subletting a Gazprom. Tale disinteresse, motivato dalla forte liquidità del mercato del gas naturale in Italia tanto da non rendere conveniente l'investimento in capacità di trasporto dall'Austria all'Italia, aveva convinto i Liquidatori a procedere ad una svalutazione integrale del valore contabile residuo. Nel corso dell'esercizio, dopo aver valutato diverse alternative al fine di liberarsi dagli obblighi di cui al Contratto TAG, è stata indetta una gara a cui venivano invitati i 19 principali operatori di mercato. Venivano quindi presentate offerte vincolanti da parte di alcuni soci/società riconducibili ai gruppi dei soci di Sinlt, tra cui Estra Energie S.r.l. (di seguito, "Società

Offerenti"), di Gazprom Italia S.p.A. e Repower Italia S.p.A. le quali prevedevano la corresponsione di un c.d. "prezzo negativo", vale a dire il pagamento da parte di Sinlt ai cessionari di una somma di denaro al fine di perfezionare il trasferimento delle capacità di trasporto. Tale possibilità è esplicitamente prevista, oltre che dal disciplinare della gara indetta da Sinlt, dalle condizioni del contratto standard di cessione di capacità redatto dalla European Federation of Energy Traders. In quanto, alla luce delle dinamiche presenti all'interno del mercato del gas naturale (e dell'energia elettrica), è possibile che il costo della capacità di trasporto (così come quello delle commodity cedute) sia superiore al valore di mercato al momento della cessione.

A seguito di una puntuale valutazione, Sinlt ha assegnato la gara alle Società Offerenti in quanto la loro offerta è stata ritenuta più conveniente sottoscrivendo, all'inizio del mese di agosto 2021, i contratti per perfezionare il trasferimento delle quote TAG nell'ambito dei quali era previsto un corrispettivo pari a complessivi Euro 23.700 oltre ad IVA. Tale trasferimento ha consentito alla Società di terminare anticipatamente il contratto in essere con il gestore del gasdotto evitando così il sostenimento di ingenti oneri che sarebbero stati sostenuti da Sinlt a valere dal 1 ottobre 2021 in assenza di ricavi stante la conclusione dell'attività di rivendita del gas acquistato da Gazprom. Per effetto di tali contratti, Estra Energie S.r.l. ha acquisito da parte di Sinergie Italiane S.r.l. una quota (pari al 11,63%) delle capacità di trasporto, ricevendo un "prezzo negativo" pari ad Euro 2.756 migliaia, corrispondente al fair value negativo dell'asset acquisito in data 10 agosto 2021 e rilevato nelle altre passività non correnti nel presente bilancio al 31 dicembre 2021 al valore di Euro 2.210 migliaia.

Per l'effettuazione dei versamenti necessari alle Società Offerenti ed il completamento della liquidazione in bonis, Sinlt ha ottenuto dai Soci, in proporzione alle rispettive quote, un finanziamento Soci di complessivi Euro 28.900 migliaia, pari in quota Estra S.p.A. ad Euro 3.360 migliaia subordinato al pagamento di tutti gli altri debiti della società e quindi alla disponibilità di fondi ad esito di tali pagamenti.

Sulla base del piano di liquidazione aggiornato e della previsione di disponibilità di fondi in Sinlt al termine della liquidazione, si è proceduto ad una svalutazione di Euro 2.100 migliaia nel presente bilancio consolidato per adeguare il finanziamento erogato di Euro 3.360 al suo presumibile valore di recupero.

10.1.7 Altre attività finanziarie non correnti

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2021 e al 31 dicembre 2020 le altre attività finanziarie non correnti ammontano rispettivamente a Euro 13.919 migliaia ed Euro 13.670 migliaia.

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2021	2020
Finanziamenti a società sottoposte a controllo congiunto	230	230
Finanziamenti a società collegate	7.331	4.643
Crediti verso altri	6.358	8.797
Altre attività finanziarie non correnti	13.919	13.670

Le tabelle seguenti evidenziano la composizione dei finanziamenti per partecipata e la loro movimentazione al 31 dicembre 2021 rispetto alla chiusura dell'esercizio precedente:

(valori in migliaia di euro)	Saldo al 31 dicembre 2020	Incrementi	Decrementi	Altri movimenti	Saldo al 31 dicembre 2021
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 2020	Incrementi	Decrementi	Altri movimenti	Saldo al 31 dicembre 2021
Blugas Infrastrutture S.p.A.	4.153				4.153
A.E.S. Fano Distribuzione Gas S.r.l.	490				490
Sei Toscana S.r.l.		2.688			2.688
Finanziamenti a società collegate	4.643	2.688	-	-	7.331

La recuperabilità dei finanziamenti è stata verificata sulla base degli ultimi piani economico-finanziari disponibili delle partecipate.

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 2020;
- per Euro 3.360 migliaia al finanziamento erogato in data 3 agosto 2021 alla partecipata Sinergie Italiane S.r.l. e successivamente svalutato per Euro 2.100 migliaia, come descritto a commento delle partecipazioni in altre imprese.

10.1.8 Altre attività non correnti

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2021 e al 31 dicembre 2020 le altre attività non correnti ammontano rispettivamente ad Euro 2.369 migliaia ed Euro 5.448 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 2021 e al 31 dicembre 2020 le attività per imposte anticipate ammontano rispettivamente ad Euro 70.649 migliaia ed Euro 66.368 migliaia.

La tabella seguente evidenzia la composizione delle attività per imposte anticipate e la loro movimentazione al 31 dicembre 2021 rispetto alla chiusura dell'esercizio precedente:

(valori in migliaia di euro)	Saldo al 31 dicembre 2020	Acquisizioni aziendali	Riversamento / Utilizzo	Accantonamento	Altri movimenti	Saldo al 31 dicembre 2021
Ammortamenti	8.217	778	(137)	1.654		10.512
Fondi rischi	831	225	(292)	303		1.067
Fondo Svalutazione crediti	11.665		(1.014)	2.448		13.099
Contributi percepiti su allacciamenti	3.072	266	(105)			3.233
Svalutazione immobilizzazioni	991		(75)			916
Contabilizzazione Leasing	189	62	(13)	26		264
Storno immobilizzazioni immateriali	216	24	(16)	1		225
Fair value derivati	228				2.003	2.231
Attualizzazione TFR	307	19	(45)	21	39	341
Altre	3.508	672	(2.082)	1.175		3.273
Maggiore valore fiscale avviamento	3.544		(30)	21		3.535
Maggior valore fiscale Beni in concessione	33.600		(1.647)			31.953
Totale	66.368	2.046	(5.455)	5.649	2.041	70.649

Il Gruppo ha proceduto alla contabilizzazione delle imposte anticipate relative a differenze temporanee tra valori fiscalmente rilevanti e valori di bilancio in quanto ritiene probabile che gli imponibili futuri possano assorbire tutte le differenze temporanee che le hanno generate. Nella determinazione delle imposte anticipate si è fatto riferimento all'aliquota IRES (imposte sul reddito delle società) e, ove applicabile, all'aliquota IRAP vigenti al momento in cui si stima si riverseranno le differenze temporanee. Non si ravvisano problematiche di recuperabilità a seguito nella capienza del reddito imponibile atteso.

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

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 attività per imposte anticipate per Euro 3.544 migliaia su avviamenti affrancati fiscalmente nel settore della vendita di gas naturale;

- l'iscrizione di attività 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.

Nel mese di dicembre 2021, la Legge di Bilancio 2022 (Legge n. 234 del 30 dicembre 2021) ha modificato i termini per quanto riguarda il riallineamento dei valori fiscali per i beni immateriali e per l'avviamento prevedendo un più ampio orizzonte temporale per il recupero fiscale. È stata concessa la possibilità di avvalersi dell'ordinario ammortamento per diciottesimi pagando un'imposta sostitutiva nella misura prevista per i conferimenti d'azienda (12% sulla parte dei maggiori valori fino a 5 milioni di euro, 14% sulla parte dei maggiori valori eccedente i 5 milioni e fino a 10 milioni, 16% sulla parte eccedente i 10 milioni) al netto dell'imposta sostitutiva del 3% già versata per il riallineamento. L'importo deve essere pagato in due rate di pari ammontare, la prima entro il termine per il saldo delle imposte sui redditi relativo al periodo d'imposta successivo a quello con riferimento al quale la rivalutazione è eseguita, la seconda entro il termine per il saldo del periodo d'imposta successivo. Le società, che alla data di entrata in vigore della legge di bilancio, hanno già versato le imposte sostitutive per quelle operazioni, possono revocare la scelta. Le somme pagate potranno essere chieste a rimborso o compensate tramite modello F24.

Le società del Gruppo Extra hanno valutato la convenienza economico finanziaria dell'operazione e confermato l'opzione già esercitata. Sulla base del trend dei risultati conseguiti è stata confermata la recuperabilità di tali imposte anticipate.

10.2 ATTIVITÀ CORRENTI

10.2.1 Rimanenze

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2021 e al 31 dicembre 2020 le rimanenze ammontano rispettivamente ad Euro 13.814 migliaia ed Euro 18.129 migliaia.

La composizione della voce è la seguente:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2021	2020
Rimanenze materiali	5.278	4.526
Rimanenze gas naturale in stoccaggio	8.370	13.566
Rimanenze GPL	450	286
Fondo Svalutazione Magazzino	(284)	(249)
Rimanenze	13.814	18.129

Le rimanenze sono costituite principalmente da:

- materiali di ricambio destinati alla manutenzione e all'esercizio degli impianti di distribuzione gas per Euro 4.169 migliaia al 31 dicembre 2021 (3.695 migliaia al 31 dicembre 2020), 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 8.370 migliaia (Euro 13.566 migliaia al 31 dicembre 2020).

10.2.2 Crediti Commerciali

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2021 e al 31 dicembre 2020 i crediti commerciali ammontano rispettivamente ad Euro 405.857 migliaia ed Euro 234.372 migliaia.

La composizione della voce è la seguente:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2021	2020
Crediti verso utenti e clienti	399.741	227.272
Crediti verso imprese sottoposte a controllo congiunto	10	3.190
Crediti verso imprese collegate	4.393	1.959
Crediti verso imprese controllanti	1.713	1.952
Crediti commerciali	405.857	234.372

Il significativo incremento del saldo a fine esercizio 2021 rispetto a fine esercizio 2020 è dovuto principalmente all'aumento dei prezzi della materia prima registratosi negli ultimi mesi dell'esercizio.

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 2020	Variazione Area Consolidamento	Utilizzi dell'esercizio	Accantonamenti dell'esercizio	Saldo al 31 dicembre 2021
Fondo Svalutazione Crediti	52.934	52	(6.105)	12.549	59.430

(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

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 significativo incremento del saldo a fine esercizio 2021 rispetto a fine esercizio 2020 è dovuto principalmente all'aumento dei prezzi della materia prima registratosi negli ultimi mesi dell'esercizio.

Il Gruppo adotta un metodo di calcolo del Fondo svalutazione crediti in base al quale le posizioni di credito vengono analizzate secondo diversi profili di rischio, determinati sia dalla categoria del creditore, sia dalla stratificazione del credito pregresso. A ciascuna fascia di scaduto, in base alla categoria di appartenenza, vengono applicate percentuali di svalutazione determinate su base storica e suddivise per bucket temporali di ageing del credito e per cluster di clientela. 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 2021 e al 31 dicembre 2020 i crediti tributari ammontano rispettivamente ad Euro 9.732 migliaia e ad Euro 21.813 migliaia.

La composizione della voce è la seguente:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2021	2020
Erario c/iva a credito	1.959	2.281
Credito IRES/IRAP	2.425	5.234
UTIF	132	10.420
Altri crediti tributari	5.216	3.878
Crediti tributari	9.732	21.813

Il significativo decremento dei crediti tributari UTIF è principalmente dovuto alla differenza fra gli acconti versati nel corso dell'esercizio, determinati sulla base dei consumi dell'anno 2020, e l'imposta effettivamente addebitata ai clienti nel periodo, che risulta sensibilmente maggiore rispetto alla chiusura dell'esercizio precedente.

La voce "Altri crediti tributari" si riferisce principalmente ai crediti derivanti dalle cessioni del credito di cui all'art. 14 commi 2-ter e 2-sexies D.L. n. 63/2013, relativi agli interventi di efficientamento energetico e di ristrutturazione edilizia.

10.2.4 Altre attività correnti

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2021 e al 31 dicembre 2020 le altre attività correnti ammontano rispettivamente ad Euro 35.239 migliaia ed Euro 28.367 migliaia.

La composizione della voce è la seguente:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2021	2020
Crediti verso Autorità per l'Energia e GSE	25.570	19.472
Anticipi	2.160	1.791
Altri crediti	5.285	5.639
Risconti attivi	2.224	1.465
Altre attività correnti	35.239	28.367

La voce "Crediti verso Autorità per l'Energia" è principalmente riferita agli importi dovuti in applicazione del meccanismo di perequazione in riferimento al vincolo dei ricavi totale delle controllate che operano nel settore della distribuzione e per contributi relativi al raggiungimento degli obiettivi di risparmio energetico.

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 2021 e al 31 dicembre 2020 le altre attività finanziarie correnti ammontano rispettivamente ad Euro 36.257 migliaia ed Euro 13.546 migliaia, mentre le altre passività finanziarie correnti ammontano ad Euro 33.876 migliaia ed Euro 10.021 migliaia.

La composizione della voce attività finanziarie correnti è la seguente:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2021	2020
Crediti vs banche per interessi attivi	9.430	97
Strumenti derivati	26.827	13.449
Altre attività finanziarie correnti	36.257	13.546

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

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2021	2020
Contratti a termine su commodity	22.521	6.775
Commodity Swap di Cash flow hedge	2.478	5.534
Commodity Swap con variazione di fair value a conto economico	1.828	1.140
Strumenti derivati	26.827	13.449

La composizione della voce passività finanziarie correnti è la seguente:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2021	2020
Strumenti finanziari derivati passivi	33.876	10.021
Altre passività finanziarie correnti	33.876	10.021

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

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2021	2020
Contratti a termine su commodity	21.816	7.078
Commodity Swap di Cash flow hedge	10.949	109
Commodity Swap con variazione di fair value a conto economico	995	2.385
Interest Rate Swap di Cash flow hedge	116	238
Interest Rate Swap non designati come strumento di copertura	-	211
Strumenti derivati	33.876	10.021

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 2021 e al 31 dicembre 2020:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2021		Esercizio chiuso al 31 dicembre 2020	
	Fair Value positivo / (negativo)	Nozionale	Fair Value positivo / (negativo)	Nozionale
IRS Tasso Fisso/Tasso Variabile Scad. 30/06/2021 (MPS)			(3)	254
IRS Tasso Fisso/Tasso Variabile Scad. 28/12/2021 (Unicredit)			(211)	7.000
IRS Tasso Fisso/Tasso Variabile Scad. 28/06/2024 (Intesa)	(115)	1.788	(235)	2.440
IRS Tasso Fisso/Tasso Variabile Scad. 03/06/2026 (Intesa)	(1)	600		
IRS	(116)	2.388	(449)	9.694

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 2021 e al 31 dicembre 2020 le disponibilità liquide e mezzi equivalenti ammontano rispettivamente ad Euro 143.107 migliaia ed Euro 160.249 migliaia.

La composizione della voce è la seguente:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2021	2020
Depositi bancari e postali	143.092	160.233
Denaro e valori in cassa	15	16
Disponibilità liquide	143.107	160.249

La liquidità depositata presso le banche matura interessi in base ai tassi variabili di deposito giornalieri. I depositi a breve termine hanno scadenze varie, comprese tra un giorno e tre mesi, in relazione alle esigenze finanziarie del Gruppo e maturano interessi a tassi di breve termine. Le disponibilità liquide iscritte in bilancio sono libere da restrizioni all'utilizzo.

10.2.7 Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili

Le attività e passività destinate alla vendita al 31 dicembre 2021 fanno riferimento alle partecipazioni ed ai relativi debiti per capitale sottoscritto e non versato nelle società Città Metropolitana di Venezia I e Città Metropolitana di Venezia II costituite in data 30/03/2021, con partecipazione al 30% da parte di Estrà Clima, per l'esecuzione dei lavori, la fornitura dei materiali e delle apparecchiature necessarie e l'erogazione dei servizi di gestione e manutenzione dell'impianto di pubblica illuminazione di 14 Comuni nella area della città metropolitana di Venezia.

Nel mese di dicembre 2021 i soci non si sono trovati concordi sulle modalità di finanziamento da adottare per il progetto e si è arrivati ad una situazione di stallo decisionale, a seguito della quale Estra Clima, così come previsto dai patti parasociali per tale circostanza, ha ceduto a inizio 2022 il 29,9% della propria partecipazione in entrambe le società al valore di sottoscrizione, mantenendo solo una partecipazione residuale del 0,1% (da mantenere fino al collaudo delle opere realizzate ed anch'essa destinata alla vendita).

10.3 PATRIMONIO NETTO

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2021 e al 31 dicembre 2020 il patrimonio netto ammonta rispettivamente a 413.025 migliaia ed Euro 392.377 migliaia.

La variazione del patrimonio netto di Gruppo al 31 dicembre 2021 rispetto al 31 dicembre 2020 è principalmente dovuta a:

- distribuzione ai Soci dei dividendi (utile d'esercizio 2020) da parte della Capogruppo (- Euro 17.500 migliaia);
- Effetti derivanti dall'acquisizione di interessenze di minoranza nella società già controllata Prometeo S.p.A. (+ Euro 819 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 22.139 migliaia).

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. (- Euro 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 Terzi al 31 dicembre 2021 rispetto al 31 dicembre 2020 è principalmente dovuta a:

- Effetti derivanti dall'acquisizione di interessenze di minoranza nella società già controllata Prometeo S.p.A. (- Euro 3.224 migliaia). Si rinvia al relativo punto nel paragrafo "Aggregazioni e cessioni aziendali, ed acquisizioni e cessioni di interessenze di minoranza";
- Effetti derivanti dal primo consolidamento della società Edma Reti Gas S.r.l. (+ Euro 19.666 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 1.468 migliaia).
- risultato del conto economico complessivo di spettanza di Terzi (+ Euro 215 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).

10.4 PASSIVITÀ NON CORRENTI

10.4.1 Fondo per rischi ed oneri

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2021 e al 31 dicembre 2020 il fondo per rischi e oneri ammonta rispettivamente ad Euro 10.645 migliaia ed Euro 9.173 migliaia

La tabella seguente evidenzia la composizione della voce e la sua variazione intervenuta nell'esercizio 2021:

(valori in migliaia di euro)	31 dicembre 2020	Acquisizioni aziendali	Accantonamento	Utilizzo	Riversamento	31 dicembre 2021
Indennità Di Agenzia	233		97	(5)	(69)	256
Contenziosi e Spese Legali di resistenza	2.323			(55)		2.268
Titoli Efficienza Energetica	1.924	425	10	(492)		1.867
Altri Rischi	4.167	704	658	(470)		5.059
Fondo smantellamento impianti	526		669			1.195
Fondi per rischi e oneri	9.173	1.129	1.434	(1.022)	(69)	10.645

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 2021 è principalmente riferita a:

- Incrementi per acquisizioni aziendali per Euro 1.129 migliaia relativi al consolidamento di Edma Reti Gas S.r.l.;
- Utilizzi del fondo rischi per Titoli di efficienza energetica per Euro 492 migliaia a copertura delle perdite sui TEE realizzate nel 2021 per l'anno d'obbligo 2020;
- Accantonamenti per Euro 658 migliaia, principalmente relativi alla stima del rischio di sanzioni e/o penali afferenti l'attività di distribuzione gas ed indennizzi per contestazioni su esecuzione lavori e contratti di service da committenti terzi.
- Utilizzi per Euro 470 migliaia di fondo rischi e sanzioni accantonati in esercizi precedenti, principalmente relativi risoluzione di una controversia instaurata con un proprio fornitore di gas naturale dalla società Gas Tronto S.r.l., incorporata nel corso dell'esercizio 2019 in Estra Energie S.r.l..
- Incremento del fondo smantellamento impianti relativo al rapporto concessorio tra le controllate Cavriglia e Tegolaia ed il Comune concedente, a seguito di revisione di stima effettuata alla luce delle previsioni di cui all'art 40 del D.Lgs 92014 e dell'art. 1 del D.Lgs 118/2020 relativi alla gestione e smaltimento degli impianti fotovoltaici incentivati cui le società del Gruppo stanno aderendo.

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.

In relazione alla domanda di Estra e di Centria di Euro 9.613 migliaia Euro e della domanda riconvenzionale di Euro 1.742 migliaia di Toscana Energia, il Tribunale di Prato ha declinato la propria giurisdizione ritenendo che la questione debba essere sentita dal giudice amministrativo. Avverso la sentenza Estra e Centria hanno impugnato la sentenza in data 26 febbraio 2021 e Toscana Energia ha proposto separatamente ricorso avanti la Corte d'Appello di Prato avverso la stessa sentenza. Tuttavia, in separato giudizio, il giudice amministrativo ha

stabilito nel novembre 2021 la competenza dei giudici civili sulla domanda e si prevede pertanto che le parti riprendano il giudizio avanti al tribunale di Prato.

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.tr.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 La Commissione Tributaria Provinciale di Arezzo, con sentenza n. 210/2021 del 26 aprile 2021, depositata il 24/05/2021, ha accolto il ricorso di Centria ed ha annullato l'avviso di liquidazione impugnato. L'Agenzia delle Entrate, in data 15 dicembre 2021, ha presentato ricorso in appello alla Commissione Tributaria Regionale della Toscana.

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, 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 attuale, alcuna pronuncia di condanna.

Nel frattempo Centria si è costituita nel giudizio di costituzionalità. Il Collegio deve 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. La prima udienza si è tenuta il 28 gennaio 2021, con rinvio al 23 marzo 2023 per la precisazione delle conclusioni.

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.

La prima udienza si è tenuta il 15 febbraio 2022. Il Giudice, su richiesta del difensore del Comune, ha concesso i termini di rito per il deposito delle memorie ex art. 183, comma 6, c.p.c.. La causa è stata quindi rinviata all'udienza del 15/06/2022 per l'esame delle eventuali istanze istruttorie e per il prosieguo del giudizio.

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.

In data 5 febbraio 2021 il Comune ha notificato ricorso per avvio di procedimento sommario di cognizione ex art. 702 bis c.p.c., finalizzato ad ottenere la condanna di Murgia S.r.l. al pagamento di canoni post scadenza per il periodo 2019-2020 di circa 326 mila euro, oltre a circa 108 mila euro di penale.

Si tratta di contratto di concessione scaduto derivante da gara svolta ai sensi dell'art. 14, d.lgs. n. 164/2000, che prevede un canone pari al 53% del ricavo tariffario di località (all'epoca VRD).

La Società, in assenza della disponibilità dell'Ente a rideterminare il canone, ha pagato somme commisurate al criterio applicabile nelle nuove gare e coerente con la regolazione tariffaria, stimando un riparto proprietario tra Comune e Gestore (remunerazione del capitale investito per la parte di proprietà comunale).

La prima udienza si è svolta il 25/11/2021. In tale udienza il Tribunale ha emesso l'Ordinanza con la quale ha trasmesso gli atti al Presidente, ritenendo che la causa rientri nell'ambito della competenza della Sezione Imprese dello stesso Tribunale.

Nel presente bilancio è stato in ogni caso imputato l'intero costo del canone, ma visti i profili di rischio e le argomentazioni a supporto della sua posizione, supportate da professionisti esterni indipendenti, non ha stanziato l'importo della penale richiesto dal Comune.

Risoluzione del contenzioso di Ecolat su aumento di capitale sociale in Sei Toscana S.r.l.

In data 28 luglio 2021, Ecolat S.r.l. e gli altri azionisti di SEI Toscana S.r.l. hanno accettato di definire il contenzioso relativo ad un aumento di capitale di Euro 30 milioni, sottoscritto in due tranches nel 2015 e nel 2018.

In particolare, con riferimento alla prima tranche di 12 milioni, Ecolat S.r.l. 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 Toscana S.r.l. ha innescato un contenzioso che ha visto da una parte SEI Toscana S.r.l. procedere alla vendita ex 2466 in danno di Ecolat S.r.l. trasferendo agli altri soci una porzione pari al 5,14% del capitale, dall'altra Ecolat S.r.l. 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 S.r.l. 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.

Ai sensi dell'accordo transattivo:

- Ecolat S.r.l. ha acquistato azioni da altri soci per un corrispettivo di Euro 4,7 milioni, portando così la propria partecipazione in SEI Toscana S.r.l. al 19,99% del capitale sociale;
- Ecolat S.r.l. ha preso atto della cessione della propria partecipazione del 5,14% in SEI Toscana S.r.l. ad altri azionisti;
- le parti hanno regolato i reciproci crediti, incluso il credito di 1.365 migliaia di euro di Ecolat S.r.l..

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.

Nell’ambito dell’attività di tutoraggio instaurata con la Direzione Regionale delle Entrate della regione Marche, il rilievo di cui sopra è stato riproposto anche per gli anni fiscali successivi al 2014. Nello specifico, per quanto riguarda l’esercizio fiscale 2015, la DRE Marche ha emesso ulteriori avvisi di accertamento i quali sono stati oggetto di ricorso depositato in data 20 luglio 2021 da parte della Prometeo S.p.A. Anche l’annualità 2015 è passata in giudicato presso la commissione tributaria provinciale di Ancona la quale, in data 23 novembre 2021, ha pronunciato un’ulteriore sentenza favorevole nei confronti della società.

In data 30 marzo 2022, la stessa DRE Marche ha provveduto ad emettere successivo avviso di accertamento, riferito alla medesima casistica inquadrata sopra, sull’annualità 2016. La società, nelle more della gestione del contenzioso, sta portando avanti le attività di difesa in primo grado di giudizio per l’annualità 2016 e di instaurazione di appello per l’annualità 2015.

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.

Nel corso dell’esercizio 2021 hanno avuto luogo i primi dibattimenti, in sede civile, avversi le richieste di rimborso pervenute da parte di alcuni clienti. Stante la situazione rappresentata la quale, in assenza di una giurisprudenza consolidata, presenta profili di elevata interpretazione, i Tribunali sino al momento coinvolti nelle singole vicende stanno tenendo comportamenti disomogenei nei giudizi di merito. Alla data del presente documento, nelle more dell’attività di gestione delle richieste risarcitorie già passate in giudicato in primo grado, la società ha provveduto, nel corso dei primi mesi del 2022, ha rifondere 11 clienti per un importo complessivo pari a circa Euro 227 migliaia. Per tali importi si è successivamente proceduto alla richiesta di rimborso alle rispettive Agenzie delle Dogane coinvolte.

Allo stato attuale, per quanto sopra descritto, stante anche le notizie di accoglimento delle richieste di rimborso delle società di vendita coinvolte, su altri casi specifici, da parte di alcune Agenzia delle Dogane territoriali, il Gruppo non ha ravvisato la necessità di un accantonamento specifico al fondo rischi.

Procedimenti connessi alla nomina del Dott. Macrì a Consiglio di Amministrazione di Estra S.p.A.

In data 27 maggio 2021, l’ANAC ha comunicato ad Estra S.p.A. ed altri soggetti di aver avviato un procedimento in relazione alla nomina del Sig. Francesco Macrì quale Presidente della Società. Il procedimento è stato avviato al fine di accertare se la nomina del Dott. Macrì al Consiglio di Amministrazione fosse soggetta alle prescrizioni del D.Lgs. 8 aprile 2013 n. 39 in materia di incarichi presso la pubblica amministrazione e gli enti a controllo pubblico (“Decreto 39”) e, qualora fosse soggetto a tali requisiti, si sia verificata una situazione di non conformità. In particolare, l’indagine è relativa alla potenziale ineleggibilità del Sig. Macrì a membro del Consiglio di Amministrazione di Estra S.p.A. al momento della sua nomina, derivante dalla sua recente carica di consigliere comunale del Comune di Arezzo.

In data 22 novembre 2021 ANAC ha notificato ad Estra S.p.A. la propria decisione di annullare con effetto immediato la nomina del Sig. Francesco Macrì a Presidente di Estra S.p.A..

In data 26 novembre 2021, il Consiglio di Amministrazione ha nominato Presidente il Sig. Alessandro Piazzi, già Amministratore Delegato di Estra S.p.A., deliberando di impugnare la decisione dell’ANAC dinanzi ai giudici competenti. In particolare, gli Amministratori ritengono che alle società del Gruppo non debba applicarsi il Decreto n. 39, disciplina che riguarda principalmente la nomina di amministratori e funzionari, nel presupposto, supportato dai pareri legali ricevuti, che Estra S.p.A. non sia qualificabile come società a controllo pubblico ai sensi di tale normativa. La prima udienza relativa all’impugnazione di Estra della decisione dell’ANAC è prevista per il 14 giugno 2022 avanti il Tribunale amministrativo del Lazio.

Il procedimento non ha avuto impatti contabili nel presente bilancio consolidato.

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 2021 delle obbligazioni per benefici definiti e del fair value delle attività del piano:

Obbligazioni per benefici definiti 31.12.2020	Acquisizioni aziendali	Costo per servizi	Interessi	Benefici liquidati	Obbligazione attesa 31.12.2021	Perdite (utili) attuariali da esperienza	Perdite (utili) attuariali per modifica ipotesi finanziaria	Obbligazioni per benefici definiti 31.12.2021
8.511	661	432	45	(470)	9.179	182	(21)	9.340

Le principali assunzioni adottate sono riepilogate nelle tabelle seguenti:

Riepilogo delle Basi Tecniche Economiche

	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2021	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2020
Tasso annuo di attualizzazione	0,98%	0,34%
Tasso annuo di inflazione	1,75%	0,80%
Tasso annuo incremento TFR	2,81%	2,10%
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
1,17%	0,50%

Viene di seguito riepilogata un'analisi quantitativa della sensitività per le assunzioni significative al 31 dicembre 2021 e 2020:

Ipotesi	Variazione	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2021	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2020
Frequenza del turnover	+1/4%	8.940	8.254
	-1/4%	9.189	8.483
Tasso inflazione	+1/4%	9.235	8.520
	-1/4%	8.883	8.206
Tasso attualizzazione	+1/4%	8.800	8.127
	-1/4%	9.324	8.606

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				
	2022	2023	2024	2025	2026
Totale	407	386	223	624	571

La durata media dell'obbligazione del piano a benefici definiti alla fine dell'esercizio 2021 è di circa 15,4 anni (circa 15,6 al 31 dicembre 2020).

10.4.3 Finanziamenti a M/L termine

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2021 e al 31 dicembre 2020 i finanziamenti a medio/lungo termine ammontano rispettivamente ad Euro 350.720 migliaia ed Euro 422.645 migliaia.

La composizione della voce è la seguente:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2021		Esercizio chiuso al 31 dicembre 2020	
	Valore di bilancio	Valore nominale	Valore di bilancio	Valore nominale
Obbligazioni entro 12 mesi	96.869	97.200	-	-
Obbligazioni oltre 12 mesi	49.516	50.000	145.835	147.200
Totale debiti per obbligazioni	146.385	147.200	145.835	147.200
Finanziamenti da soci entro 12 mesi	1.435	1.435	1.435	1.435
Finanziamenti da soci oltre 12 mesi	5.370	5.370	6.805	6.805
Totale finanziamenti da soci	6.805	6.805	8.240	8.240
Mutui entro 12 mesi	70.304	70.304	87.925	87.925
Mutui oltre 12 mesi	106.649	107.098	161.135	161.957
Totale debiti per mutui	176.953	177.402	249.060	249.882
Leasing entro 12 mesi	4.710	4.710	4.424	4.424
Leasing oltre 12 mesi	15.867	15.867	15.086	15.086
Totale debiti per leasing	20.577	20.577	19.510	19.510
Totale entro 12 mesi	173.318	173.649	93.784	93.784
Totale oltre 12 mesi	177.402	178.335	328.861	331.047
Totale Finanziamenti M/L termine	350.720	351.984	422.645	424.832

La movimentazione della voce nel corso dell'esercizio 2021 è illustrata di seguito:

(valori in migliaia di euro)	Saldo al 31 dicembre 2020	Acquisizioni aziendali	Erogazioni /Accensioni	Rimborsi	Applicazione costo ammortizzato	Saldo al 31 dicembre 2021
Obbligazioni	145.835				550	146.385
Mutui	249.060	4.724	12.000	(89.204)	373	176.953
Leasing	19.510	4.840	1.641	(5.414)		20.577
Finanziamenti da soci	8.240			(1.435)		6.805
Totale Finanziamenti M/L termine	422.645	9.564	13.641	(96.053)	923	350.720

La tabella seguente evidenzia per ciascun prestito obbligazionario emesso il valore di bilancio alla data del 31 dicembre 2021 e al 31 dicembre 2020:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2021	2020
BOND 2015-2022	96.869	96.550
BOND 2016-2023	49.516	49.285
Obbligazioni	146.385	145.835

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 2021 di Euro 6.250 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 2021 di Euro 555 migliaia.

Oltre all'emissione obbligazionaria di Euro 80 milioni perfezionata in data 14 aprile 2022 descritta negli eventi di rilievo successivi alla chiusura dell'esercizio, il Gruppo ha avviato varie istruttorie per finanziamenti a medio/lungo termine per far fronte, oltre che con la liquidità già disponibile, al rimborso delle scadenze dei prestiti bancari ed obbligazionari nel 2022. In particolare si evidenzia, alla data del presente documento, il perfezionamento di istruttorie e l'erogazione successivamente al 31 dicembre 2021 di mutui bancari a 5 anni per complessivi Euro 60 milioni.

10.4.4 Passività per imposte differite

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2021 e al 31 dicembre 2020 le passività per imposte differite ammontano rispettivamente ad Euro 24.603 migliaia ed Euro 27.477 migliaia.

La composizione e movimentazione per l'esercizio 2021 della voce è la seguente:

(valori in migliaia di euro)	Saldo al 31 dicembre 2020	Accantonamento	Riversamento / Utilizzo	Altri movimenti	Saldo al 31 dicembre 2021
Dividendi non incassati	24	8			32
Costo ammortizzato prestiti obbligazionari	172		(85)		87
Plusvalore Beni in concessione	2.358		(60)		2.298
Plusvalore Liste clienti	22.403	237	(1.660)		20.980
Plusvalore attività materiali	999	72	(66)		1.005
Altre	219		(18)		201
Fair value strumenti finanziari commodity	1.302			(1.302)	-
Passività per imposte differite	27.477	317	(1.889)	(1.302)	24.603

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			24
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)	1.302	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.

10.4.5 Altre passività non correnti

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2021 e al 31 dicembre 2020 le altre passività non correnti ammontano rispettivamente ad Euro 15.709 migliaia ed Euro 8.449 migliaia.

Il saldo al 31 dicembre 2021 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 (Euro 12.583 migliaia) e al fair value negativo delle capacità di trasporto TAG acquisite dalla partecipata SinIt come descritto a commento della partecipazione (Euro 2.210 migliaia)

10.4.6 Passività contrattuali non correnti e correnti

Al 31 dicembre 2021 le passività contrattuali non correnti e correnti ammontano rispettivamente ad Euro 25.172 migliaia ed Euro 900 migliaia (22.071 migliaia ed Euro 750 migliaia al 31 dicembre 2020) 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 2021 e al 31 dicembre 2020 i debiti finanziari a breve termine ammontano rispettivamente ad Euro 34.891 migliaia ed Euro 32.509 migliaia.

La composizione della voce è la seguente:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2021	2020
Anticipazioni bancarie ed utilizzi di c/c bancario	32.896	30.521
Debiti verso obbligazionisti per interessi maturati	1.995	1.988
Debiti finanziari a breve termine	34.891	32.509

Le anticipazioni bancarie sono utilizzate dal Gruppo principalmente per far fronte, oltre che con la liquidità disponibile, al possibile fabbisogno finanziario generato dal capitale circolante netto commerciale, in particolare delle società operanti nel settore della vendita di gas naturale ed energia elettrica che, anche a causa della stagionalità, registra normalmente una fisiologica crescita nel primo semestre dell'esercizio per effetto del disallineamento tra tempi di incasso dai clienti e pagamento ai fornitori.

Si evidenzia che, per far fronte al recente e straordinario incremento dei prezzi delle commodity, il Gruppo si è prontamente attivato con i principali istituti di credito per l'incremento delle proprie linee di affidamento a breve termine come evidenziato nel paragrafo della nota "Obiettivi e criteri di gestione del rischio finanziario".

10.5.2 Debiti commerciali

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2021 e al 31 dicembre 2020 i debiti commerciali ammontano rispettivamente ad Euro 380.273 migliaia ed Euro 170.513 migliaia.

La composizione della voce è la seguente:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2021	2020
Debiti verso fornitori	378.456	166.375
Debiti verso imprese controllate	-	3.825
Debiti verso controllanti	917	303
Debiti verso imprese collegate	900	10
Debiti commerciali	380.273	170.513

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.

Il significativo incremento del saldo a fine esercizio 2021 rispetto a fine esercizio 2020 è dovuto principalmente all'aumento dei prezzi della materia prima registratosi negli ultimi mesi dell'esercizio.

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 2021 e al 31 dicembre 2020 i debiti tributari ammontano rispettivamente ad Euro 21.201 migliaia ed Euro 12.910 migliaia.

La composizione della voce è la seguente:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2021	2020
Irpef sostituiti imposta	1.227	949
Erario c/iva	366	4.471
Debiti per IRES/IRAP	3.573	1.134
Debiti per accise ed addizionali	11.804	470
Imposta sostitutiva	4.160	5.868
Altri debiti	71	18
Debiti tributari	21.201	12.910

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”

In riferimento ai debiti per accise ed addizionali su consumi gas ed energia elettrica si rimanda al commento alla voce crediti tributari UTIF.

10.5.4 Altre passività correnti

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2021 e al 31 dicembre 2020 le altre passività correnti ammontano rispettivamente ad Euro 67.093 migliaia ed Euro 56.517 migliaia.

La composizione della voce è la seguente:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2021	2020
Debiti verso il personale per retribuzioni	5.655	5.000
Debiti verso istituti previdenziali	2.083	1.901
Debiti verso CSEA	7.082	8.929
Debiti per dividendi deliberati	17.500	7.000
Ratei e risconti passivi	974	880
Depositi cauzionali	20.585	20.439
Debiti per Accordo Transattivo con Comune di Prato	3.990	6.000
Altri debiti	6.438	6.368
Debiti per acquisto partecipazioni	2.786	-
Altre passività correnti	67.093	56.517

Il saldo della voce fa riferimento prevalentemente ai depositi cauzionali versati dai clienti a garanzia sui consumi gas nell’ambito di contratti di durata annuale.

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 diminuzione rispetto all’anno precedente.

Il debito verso il Comune di Prato per accordo transattivo fa riferimento alla quota contrattualmente dovuta nell'esercizio 2022 e 2023 ad esito del contenzioso sulla determinazione dell'indennizzo dovuto al Gruppo, quale gestore uscente del servizio di distribuzione gas naturale Comune di Prato, in riferimento al quale, con sentenza n. 387/2020, 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. 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".

I debiti per acquisto partecipazioni fanno riferimento al saldo del prezzo di acquisto delle partecipazioni, contrattualmente dovuti nell'esercizio 2022.

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 2021 e al 31 dicembre 2020.

ATTIVITA' FINANZIARIE	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2021		Esercizio chiuso al 31 dicembre 2020	
	Valore contabile	Fair value	Valore contabile	Fair value
Attività finanziarie al fair value con variazioni imputate a conto economico	24.349	24.349	7.915	7.915
Contratti a termine su commodity	22.521	22.521	6.775	6.775
Commodity Swap	1.828	1.828	1.140	1.140
Attività finanziarie al fair value con variazioni imputate a patrimonio netto	2.478	2.478	5.534	5.534
Commodity Swap	2.478	2.478	5.534	5.534
Crediti e finanziamenti	425.218	425.218	244.790	244.790
Finanziamenti a società sottoposte a controllo congiunto	230	230	230	230
Finanziamenti a società collegate	7.331	7.331	4.643	4.643
Depositi cauzionali m/l termine	2.370	2.370	5.448	5.448
Crediti commerciali	405.857	405.857	234.372	234.372
Crediti verso banche	9.430	9.430	97	97
Disponibilità liquide	143.107	143.107	160.249	160.249
Attività non correnti destinate alla vendita	42	42	-	-
TOTALE ATTIVITA'	595.194	595.194	418.488	418.488
PASSIVITA' FINANZIARIE	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2021		Esercizio chiuso al 31 dicembre 2020	
	Valore contabile	Fair value	Valore contabile	Fair value
Passività finanziarie al fair value con variazioni imputate a conto economico	22.811	22.811	9.674	9.674
Contratti a termine su commodity	21.816	21.816	7.078	7.078
Commodity Swap	995	995	2.385	2.385
Derivati IRS non designati come strumento di copertura	-	-	211	211
Passività finanziarie al fair value con variazioni imputate a patrimonio netto	11.065	11.065	347	347
Derivati IRS Cash flow hedge	116	116	238	238
Commodity Swap	10.949	10.949	109	109
Passività al costo ammortizzato	785.138	785.138	645.129	645.129
Debiti commerciali	380.276	380.276	170.513	170.513
Finanziamenti a M/L termine	350.719	350.719	422.645	422.645
Debiti verso banche a breve termine	34.891	34.891	32.509	32.509
Depositi cauzionali	19.252	19.252	19.462	19.462
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	32	32	-	-
TOTALE PASSIVITA'	819.046	819.046	655.150	655.150

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	
	2021	2020
Utile netto di pertinenza degli azionisti della Capogruppo (migliaia di Euro)	32.725	70.175
- Attività di funzionamento	32.939	70.286
- Attività destinate alla dismissione		
Numero medio azioni ordinarie in circolazione nell'esercizio	227.834.000	227.834.000
Risultato per azione base e diluito azioni ordinarie (Euro)	0,14	0,31
Risultato da attività in funzionamento per azione base e diluito azioni ordinarie (Euro)	0,14	0,31

Il risultato per azione 2020 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 2021 e 2020:

Garanzie prestate nell'interesse di società collegate	31 dicembre 2021	31 dicembre 2020
Fideiussione rilasciata a Banca Popolare Emilia e Unicredit a favore di Sinergie Italiane S.r.l.	4.049	8.691
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	2.357	1.867
Totale	10.663	14.815

Garanzie prestate nell'interesse di altri	31 dicembre 2021	31 dicembre 2020
Fidejussioni rilasciate ad Agenzia Entrate/Agenzia Dogane per rimborsi di imposte	7.932	7.796
Fidejussioni verso altri soggetti	501	431
Fideiussioni rilasciate a favore di Enti locali per lavori o concessioni legate ad utilizzo del suolo pubblico	9.090	11.512
Fideiussioni rilasciate ad INPS	-	243
Totale	17.523	19.982
Totale garanzie	28.186	34.797

Per lo svolgimento dell'ordinaria attività del Gruppo sono inoltre rilasciate, nell'interesse di società consolidate integralmente, fideiussioni bancarie o altre garanzie, quali Parent company impegnative, per le quali il relativo debito è generalmente già rappresentato nel bilancio consolidato.

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 2021, dopo aver preso in considerazione l'effetto degli IRS, circa il 72% (65% nel 2020) 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 2021 e 2020:

SENSITIVITA' DEI FLUSSI FINANZIARI	31 dicembre 2021				31 dicembre 2020			
	ONERI FINANZIARI		RISERVA DI CASH FLOW HEDGE		ONERI FINANZIARI		RISERVA DI CASH FLOW HEDGE	
	AUMENTO 50 BP	DIMINUIZIONE 50 BP	AUMENTO 50 BP	DIMINUIZIONE 50 BP	AUMENTO 50 BP	DIMINUIZIONE 50 BP	AUMENTO 50 BP	DIMINUIZIONE 50 BP
INDEBITAMENTO COMPRESIVO DI DERIVATI E LEASING	(147)	148			(156)	156		
VARIAZIONE FAIR VALUE			138	(80)	30	(30)	137	(46)
TOTALE	(147)	148	138	(80)	(126)	126	137	(46)

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, il ricorso a coperture assicurative e l'ottenimento di garanzie da parte dei clienti.

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 2021 e 2020:

Crediti commerciali (valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre			
	2021		2020	
Crediti commerciali lordi	465.287	100%	287.306	100%
Fondo svalutazione crediti	(59.430)	(13%)	(52.934)	(18%)
Crediti commerciali	405.857	87%	234.372	82%

La seguente tabella fornisce il dettaglio dei crediti commerciali lordi per fascia di anzianità al 31 dicembre 2021 e 2020:

Crediti commerciali (valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre			
	2021		2020	
A scadere	401.434	86%	228.157	79%
Scaduti da 0-30 giorni	17.011	4%	7.053	2%
Scaduti da 31-90 giorni	5.629	1%	5.417	2%
Scaduti da 91-180 giorni	3.553	1%	3.663	1%
Scaduti da 181-365 giorni	6.775	1%	7.906	3%
Scaduti da oltre 365 giorni	30.885	7%	35.110	12%
Crediti commerciali lordi	465.287	100%	287.306	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 2021 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 2021.

(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	177.402	70.318	54.160	52.704	220
Leasing	20.577	4.710	4.037	6.207	5.623
Finanziamenti a medio/lungo termine verso soci	6.805	1.435	1.435	3.935	-
Totale	351.984	173.664	109.632	62.846	5.843

Oltre all'emissione obbligazionaria di Euro 80 milioni perfezionata in data 14 aprile 2022 descritta negli eventi di rilievo successivi alla chiusura dell'esercizio, il Gruppo ha avviato varie istruttorie per finanziamenti a medio/lungo termine per far fronte, oltre che con la liquidità già disponibile, al rimborso delle scadenze dei prestiti bancari ed obbligazionari nel 2022. In particolare si evidenzia, alla data del presente documento, il perfezionamento di istruttorie e l'erogazione successivamente al 31 dicembre 2021 di mutui bancari a 5 anni per complessivi Euro 60 milioni.

Il Gruppo ricorre principalmente ad anticipazioni bancarie a breve termine per far fronte al possibile fabbisogno finanziario generato dal capitale circolante netto commerciale, in particolare delle società operanti nel settore della vendita di gas naturale ed energia elettrica che, anche a causa della stagionalità, registra normalmente una fisiologica crescita nel primo semestre dell'esercizio per effetto del disallineamento tra tempi di incasso dai clienti e pagamento ai fornitori.

Per far fronte al recente e straordinario incremento dei prezzi delle commodity, il Gruppo si è prontamente attivato con i principali istituti di credito per l'incremento delle proprie linee di affidamento a breve termine. Alla data odierna, il Gruppo ha linee di credito di breve termine accordate da primari istituti di credito (nella forma di anticipazioni bancarie, anticipazioni commerciali o maturity fornitori) per circa Euro 300 milioni.

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 2021 e 2020 derivato dai bilanci consolidati per gli esercizi chiusi alle medesime date, in conformità agli orientamenti in materia di obblighi di informativa ai sensi del Regolamento UE 2017/1129 (cd. "Regolamento sul Prospetto") pubblicati in data 4 marzo 2021 dall'European Securities and Markets Authority (ESMA):

Indebitamento finanziario netto			
(valori in migliaia di euro)			
		2021.12	2020.12
A.	Disponibilità liquide	143.107	160.249
B.	Mezzi equivalenti a disponibilità liquide		
C.	Altre attività finanziarie correnti	36.257	13.546
	- <i>strumenti finanziari derivati correnti</i>	26.827	13.449
	- <i>Crediti verso banche</i>	9.430	97
D.	Liquidità (A) + (B) + (C)	179.365	173.795
E.	Debito finanziario corrente (inclusi gli strumenti di debito, ma esclusa la parte corrente del debito finanziario non corrente)	235.939	130.455
	- <i>debiti finanziari correnti</i>	34.891	32.509
	- <i>strumenti finanziari derivati correnti</i>	33.876	10.021
	- <i>debiti bancari</i>	70.304	87.925
	- <i>obbligazioni emesse</i>	96.868	-
F.	Parte corrente del debito finanziario non corrente	6.145	5.859
	- <i>debiti v/altri finanziatori per leasing finanziari</i>	363	352
	- <i>debiti v/altri finanziatori per leasing operativi</i>	4.347	4.072
	- <i>debiti v/soci per finanziamenti</i>	1.435	1.435
G.	Indebitamento finanziario corrente (E) + (F)	242.085	136.314
H.	Indebitamento finanziario corrente netto (G) - (D)	62.720	(37.481)
I.	Debito finanziario non corrente (esclusi la parte corrente e gli strumenti di debito)	21.236	21.891
	- <i>debiti v/altri finanziatori per leasing finanziari</i>	4.038	4.401
	- <i>debiti v/altri finanziatori per leasing operativi</i>	11.829	10.685
	- <i>debiti v/soci per finanziamenti</i>	5.370	6.805
J.	Strumenti di debito	156.166	306.970
	Debiti bancari non correnti	106.649	161.134
	Obbligazioni emesse	49.516	145.835
K.	Debiti commerciali e altri debiti non correnti	-	-
L.	Indebitamento finanziario non corrente (I) + (J) + (K)	177.402	328.861
O.	Totale indebitamento finanziario (H) + (L)	240.122	291.380

Al 31 dicembre 2021 l'indebitamento finanziario netto è pari Euro 240,1 milioni in miglioramento rispetto al 31 dicembre 2020 di Euro 51,3 milioni, principalmente grazie alla maggiore generazione di cassa operativa e alla variazione del capitale circolante netto.

La principale variazione è relativa alla diminuzione dell'indebitamento finanziario non corrente per effetto del rimborso di mutui nell'esercizio per Euro 77,2 milioni (al netto di nuove accensioni per Euro 12 milioni) ed alla riclassifica nell'indebitamento finanziario corrente del prestito obbligazionario di importo nominale outstanding di Euro 97,2 milioni ed un valore a costo ammortizzato di Euro 96,8 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:
 - a) inadempimento di obblighi derivanti da sentenze di condanna, a condizione che siano superate determinate soglie di rilevanza;
 - b) 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;
 - c) 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);

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 2021 e 2020 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 2021, 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	
	2021	2020
Contratti a termine su commodity	22.521	6.775
Commodity Swap di Cash flow hedge	2.478	5.534
Commodity Swap con variazione di fair value a conto economico	1.828	1.140
Strumenti derivati	26.827	13.449

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2021	2020
Contratti a termine su commodity	21.816	7.078
Commodity Swap di Cash flow hedge	10.949	109
Commodity Swap con variazione di fair value a conto economico	995	2.385
Strumenti derivati	33.760	9.572

Il saldo netto dei *fair value* degli strumenti derivati in essere al 31 dicembre 2021 è, quindi, negativo per Euro 6.933 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 peggiorerebbe di Euro 113 migliaia, passando da un saldo negativo di Euro 6.933 migliaia ad un saldo positivo di Euro 7.046 migliaia.

In particolare:

- l'effetto riferito alla variazione del prezzo di gas naturale sarebbe un miglioramento di Euro 411 migliaia per i derivati che soddisfano i criteri IFRS 9 per l'*hedge accounting* e un peggioramento di Euro 453 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 peggioramento di Euro 70 migliaia, interamente riferiti a derivati che non 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 scenario macroeconomico ha registrato un significativo miglioramento nel corso dell'esercizio 2021 grazie al successo della campagna vaccinale anti COVID-19 consentendo la graduale riapertura delle economie e la ripresa di buona parte delle attività produttive, per quanto varie attività produttive ed i comportamenti dei consumatori non sono ancora tornati alla normalità pre-pandemia ed allo stesso tempo permangono rischi di possibili rallentamenti legati a nuove varianti del virus che possono interferire con la traiettoria di crescita dell'economia e con la ripresa della domanda energetica.

In tale contesto di ripresa economica, la domanda di gas naturale ha registrato un notevole rialzo rispetto al livello registrato durante il picco pandemico nel secondo trimestre 2020.

La diversificazione del portafoglio di business del Gruppo, caratterizzato da un bilanciamento tra attività a libero mercato e attività regolate, 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 hanno rappresentato i principali fattori in grado di limitare fortemente, già nel 2020, gli impatti dell'emergenza pandemica.

Nel corso del 2021, tutti i settori di attività del Gruppo impattati nel 2020 dall'emergenza pandemica hanno beneficiato dell'assenza di lockdown e della graduale ripresa delle attività produttive. Pur nell'incertezza sulla durata ed evoluzione della situazione emergenziale, il Consiglio di Amministrazione ritiene che gli impatti prevedibili per il Gruppo Estra non siano significativi. Conseguentemente, non si è proceduto alla revisione delle stime dei valori di bilancio per effetto dell'emergenza stessa e non sono stati identificati indicatori di impairment tali da comportare il ri-calcolo del valore recuperabile degli asset iscritti nel bilancio consolidato.

Il Consiglio di Amministrazione di Estra continua a monitorare 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.

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).

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 2021 ha incassato i seguenti contributi da Enti pubblici. (importi in Euro).

Soggetto beneficiario	Ente concedente		Tipologia di operazione	Importo
	Denominazione	Codice fiscale		
CENTRIA S.R.L.	COMUNE DI MARCIANO DELLA CHIANA	00256440512	Contributo conto impianti (reti distribuzione gas)	12.870
CENTRIA S.R.L.	COMUNE DI MARCIANO DELLA CHIANA	00256440512	Contributo conto impianto (allacci distribuzione gas)	800
CENTRIA S.R.L.	COMUNE DI MURLO	80003070523	Contributo conto impianti (reti distribuzione gas)	68.129
CENTRIA S.R.L.	ANAS SPA	80208450587	Contributo conto impianti (reti distribuzione gas)	90.000
CENTRIA S.R.L.	AISA IMPIANTI SPA	02134160510	Contributo conto impianti (reti distribuzione gas)	76.657
CENTRIA S.R.L.	AISA IMPIANTI SPA	02134160510	Contributo conto impianto (allacci distribuzione gas)	1.843
CENTRIA S.R.L.	SIENA AMBIENTE SPA	00727560526	Contributo conto impianti (reti distribuzione gas)	70.200
TOTALE				320.499

15. 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.

Nei prospetti seguenti si riporta il dettaglio dei rapporti economici e patrimoniali intercorsi negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2021 e 2020 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 2021

Parte correlata / Voce di bilancio	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2021						
	Ricavi da cessione di beni e servizi	Altri ricavi operativi	Costi per servizi	Costi per il personale	Altri costi operativi	Proventi finanziari	Oneri finanziari
Consiag S.p.A.	650	52		(154)	5		297
Intesa S.p.A.	25	55	2	(277)			54
Coingas S.p.A.	40	16	3				50
Viva Servizi S.p.A.	77		97	62	3		8
Soci	790	123	102	(370)	8		409
Nuova Sirio S.r.l.	7	2					
Società sottoposte a controllo congiunto	7	2					
Monte Urano S.r.l.	18	2					
Blugas Infrastrutture S.r.l.		14				209	
A.E.S. Fano Distribuzione Gas S.r.l.	69	98	120	(8)		25	
SIG S.r.l.	26	91		(23)			
Bisenzio Ambiente S.r.l.	6	10					
Sei Toscana S.r.l.	142	8	320	(115)		15	
Società collegate	261	223	440	(146)		249	
Totale	1.058	348	542	(516)	8	249	409
<i>Incidenza percentuale sulla corrispondente voce di bilancio</i>	<i>0,10%</i>	<i>2,51%</i>	<i>0,22%</i>	<i>(1,23%)</i>	<i>0,07%</i>	<i>12,61%</i>	<i>4,09%</i>

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	Costi per servizi	Costi per il personale	Altri costi operativi	Proventi finanziari	Oneri finanziari
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>

- Rapporti patrimoniali**Esercizio 2021**

Esercizio chiuso al 31 dicembre 2021						
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.	1.251		262	26	9.298	6.928
Intesa S.p.A.	237		180	182	2.097	4.408
Coingas S.p.A.	111		80	9	1.759	4.408
Viva Servizi S.p.A.	114		2	701	395	1.756
Soci	1.713		524	918	13.549	17.500
Nuova Sirio S.r.l.	10	230				
Società sottoposte a controllo congiunto	10	230				
Monte Urano S.r.l.	94					
Blugas Infrastrutture S.r.l.	1.667	4.153				
A.E.S. Fano Distribuzione Gas S.r.l.	293	490		9		
SIG S.r.l.	103					
Bisenzio Ambiente S.r.l.	16					
Sei Toscana S.r.l.	2.219	2.688		891		
Società collegate	4.392	7.331		900		
Totale	6.115	7.561	524	1.818	13.549	17.500
<i>Incidenza percentuale sulla corrispondente voce di bilancio</i>	<i>1,51%</i>	<i>54,32%</i>	<i>22,12%</i>	<i>0,48%</i>	<i>3,86%</i>	<i>26,08%</i>

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.	1.450	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>

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 finanziamento a medio lungo termine volti a supportare le attività operative e gli investimenti delle società Nuova Sirio S.r.l.

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 2021 ammontano ad euro 698 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 2021 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 2021 pari ad Euro 6.250 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 2021 pari ad Euro 555 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 2021 dal Gruppo Estra a favore dei Dirigenti Strategici è pari ad Euro 1.067 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 2021 e 2020.

Beneficiari	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2021			Esercizio chiuso al 31 dicembre 2020		
	Presso la capogruppo	Presso le altre società del gruppo	Totale	Presso la capogruppo	Presso le altre società del gruppo	Totale
Amministratori	343	274	617	366	291	657
Collegio Sindacale	94	293	387	110	350	460
Società di revisione	151	280	431	113	255	368

Di seguito è riportato il prospetto dei corrispettivi di competenza dell’esercizio 2021 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 2021 (€ migliaia)
Revisione legale dei conti	Revisore della capogruppo	Società capogruppo	71
		Società controllate	163
Servizi di attestazione ¹	Revisore della capogruppo	Società capogruppo	80
		Società controllate	74
Altri servizi	Revisore della capogruppo	Società capogruppo	-
	Rete del revisore della capogruppo	Società capogruppo	-
Totale			388

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, 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, alla revisione contabile del prospetto dei saldi a credito e a debito della Capogruppo con enti locali, all’emissione di parere su recesso socio ex art. 2437 reso a una controllata ed all’acconto per le attività svolte per l’emissione di confort letter sull’emissione obbligazionaria perfezionata in data 14 aprile 2022.

17. Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Oltre al completamento dell'acquisizione di Bisenzio Ambiente S.r.l., come illustrato nel paragrafo "3.3 Accordo di investimento per l'acquisizione di Bisenzio Ambiente S.r.l.", si evidenziano i seguenti fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio.

17.1 Emissione prestito obbligazionario

Nonostante l'attuale contesto di complessità dei mercati energetici e finanziari, acuito dal conflitto tra Russia e Ucraina, E.s.tr.a S.p.A., in data 14/04/2022, ha concluso con successo l'emissione di un prestito obbligazionario unsecured e non convertibile di Euro 80 milioni rappresentato da obbligazioni quotate sul mercato regolamentato gestito dalla Borsa Irlandese, dove è stato depositato il relativo prospetto informativo.

Il prestito obbligazionario è garantito dalla controllata Centria S.r.l., interamente sottoscritto da investitori istituzionali al di fuori degli Stati Uniti d'America. Le obbligazioni, emesse sotto la pari al prezzo di 98,509% del valore nominale, sono prive di rating, hanno una durata di 5 anni ed una cedola fissa del 3,050%. Contestualmente alla nuova emissione, Estra S.p.A. ha provveduto al riacquisto parziale di Euro 30 milioni del prestito obbligazionario, di outstanding Euro 50 milioni al 31 dicembre 2021, in scadenza a novembre 2023 al prezzo di 100,53% del valore nominale.

L'emissione è finalizzata al parziale rifinanziamento del debito esistente nonché al sostegno del piano di investimenti del Gruppo, nel solco della strategia di diversificazione ed allungamento delle fonti di finanziamento già avviata con successo dalla società con la propria prima emissione obbligazionaria internazionale risalente al 2015.

17.2 Conflitto tra Russia e Ucraina

Nel mese di febbraio 2022 i rapporti fra le nazioni di Russia e Ucraina si sono deteriorati a tal punto da sfociare in un conflitto armato. A seguito dell'invasione russa dell'Ucraina, lanciata il 24 febbraio 2022, gli Stati Uniti, l'Unione Europea e molti altri paesi hanno emanato sanzioni e controlli sulle esportazioni contro Russia e Bielorussia.

Inoltre, all'inizio di marzo 2022, gli Stati Uniti hanno introdotto un divieto alle importazioni russe di petrolio e di altri prodotti energetici dalla Russia, mentre il Regno Unito ha annunciato che avrebbe gradualmente eliminato l'importazione di petrolio e prodotti petroliferi russi entro la fine del 2022.

Tali eventi hanno già avuto un impatto significativo sull'economia europea e mondiale, tra cui una maggiore volatilità del mercato e significativi aumenti dei prezzi dell'energia, del gas naturale e delle materie prime. Tuttavia, l'invasione dell'Ucraina può comportare ulteriori conseguenze negative per l'economia europea e globale, come quelle derivanti da ulteriori sanzioni, controlli sulle esportazioni ed embarghi, maggiore instabilità regionale, cambiamenti geopolitici e altri effetti negativi sulle condizioni macroeconomiche, sui tassi di cambio, catene di approvvigionamento (compresa la fornitura di petrolio, gas naturale e altre materie prime da Russia e Ucraina) e mercati finanziari.

Tali conseguenze, ad oggi imprevedibili, rendono non determinabili i possibili effetti nel medio e lungo periodo sul piano industriale del Gruppo, essendo ovviamente dipendenti dalla durata ed evoluzione del conflitto.

L'effetto di maggiore rilevanza ad oggi riscontrato per il Gruppo è stato il protrarsi della volatilità e dell'elevato livello dei prezzi del gas naturale ed energia elettrica cominciato già a partire da fine 2021 prima dell'insorgere del conflitto, con impatto sull'assorbimento di cassa generato dal capitale circolante netto dell'attività di vendita di gas naturale ed energia elettrica che risente fisiologicamente del disallineamento tra tempi di incasso dai clienti e pagamento ai fornitori. Per far fronte a tale repentino e straordinario incremento dei prezzi, ipotizzato persistente fino a fine esercizio 2022, il Gruppo è prontamente intervenuto ottenendo ampi incrementi di linee di affidamento bancario come illustrato nel paragrafo "Obiettivi e criteri di gestione del rischio finanziario".

Si precisa che il Gruppo non ha rapporti diretti di fornitura con controparti russe e, in particolare, con nessun produttore russo di gas naturale, per quanto un'eventuale indisponibilità di forniture di gas provenienti dalla Russia, quale decisione sanzionatoria da parte dell'Unione Europea o quale misura ritorsiva da parte della Russia, comporterebbe inevitabilmente riflessi indiretti sul Gruppo per effetto di impatti sistemici di più ampia portata.

Gli amministratori danno atto di monitorare con estrema attenzione la situazione, in considerazione del potenziale impatto negativo sul contesto economico generale, individuando, laddove possibile, azioni di mitigazione dei rischi.

Prato, 15 aprile 2022

p. il Consiglio di Amministrazione
Il presidente del Consiglio di Amministrazione
Alessandro Piazza



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

Bilancio consolidato al 31 dicembre 2021

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.TR.A. S.p.A.

Relazione sulla revisione contabile del bilancio consolidato

Giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato del Gruppo E.S.TR.A. (il Gruppo), costituito dal prospetto della situazione patrimoniale-finanziaria al 31 dicembre 2021, 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 2021, 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.TR.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
<p>Riconoscimento dei ricavi maturati per vendita di gas ed energia elettrica e dei crediti per fatture da emettere</p> <p>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 2021, 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.</p> <p>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 ed energia elettrica immesse nella rete di distribuzione, misurate sulla base dei dati resi disponibili a fine esercizio dai trasportatori, soggetti a potenziali revisioni in esercizi successivi come previsto dalla normativa di riferimento, nonché sulla base di previsioni interne di consumo dei clienti. 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.</p>	<p>Le nostre procedure di revisione in risposta all'aspetto chiave hanno riguardato, fra l'altro:</p> <ul style="list-style-type: none"> • l'analisi della procedura e dei controlli chiave, compresi quelli relativi ai presidi informatici, posti in essere dalle principali società del Gruppo in merito alla rilevazione dei ricavi per vendita di gas ed 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. <p>Infine, abbiamo esaminato l'informativa fornita nelle note illustrative del bilancio.</p>

La nota 3.2 "Stime contabili significative" del

bilancio consolidato al 31 dicembre 2021
riporta l'informativa sui principi di rilevazione
dei ricavi per vendita di gas ed energia elettrica
adottati dal Gruppo.

Responsabilità degli amministratori e del collegio sindacale per il bilancio consolidato

Gli amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio consolidato che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D. Lgs. 28 febbraio 2005, n. 38 e, nei termini previsti dalla legge, per quella parte del controllo interno dagli stessi ritenuta necessaria per consentire la redazione di un bilancio che non contenga errori significativi dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali.

Gli amministratori sono responsabili per la valutazione della capacità del Gruppo di continuare ad operare come un'entità in funzionamento e, nella redazione del bilancio consolidato, per l'appropriatezza dell'utilizzo del presupposto della continuità aziendale, nonché per una adeguata informativa in materia. Gli amministratori utilizzano il presupposto della continuità aziendale nella redazione del bilancio consolidato a meno che abbiano valutato che sussistono le condizioni per la liquidazione della capogruppo E.S.T.R.A. S.p.A. o per l'interruzione dell'attività o non abbiano alternative realistiche a tali scelte.

Il collegio sindacale ha la responsabilità della vigilanza, nei termini previsti dalla legge, sul processo di predisposizione dell'informativa finanziaria del Gruppo.

Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio consolidato

I nostri obiettivi sono l'acquisizione di una ragionevole sicurezza che il bilancio consolidato nel suo complesso non contenga errori significativi, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali, e l'emissione di una relazione di revisione che includa il nostro giudizio. Per ragionevole sicurezza si intende un livello elevato di sicurezza che, tuttavia, non fornisce la garanzia che una revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) individui sempre un errore significativo, qualora esistente. Gli errori possono derivare da frodi o da comportamenti o eventi non intenzionali e sono considerati significativi qualora ci si possa ragionevolmente attendere che essi, singolarmente o nel loro insieme, siano in grado di influenzare le decisioni economiche degli utilizzatori prese sulla base del bilancio consolidato.

Nell'ambito della revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia), abbiamo esercitato il giudizio professionale e abbiamo mantenuto lo scetticismo professionale per tutta la durata della revisione contabile. Inoltre:

- abbiamo identificato e valutato i rischi di errori significativi nel bilancio consolidato, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali; abbiamo definito e svolto procedure di revisione in risposta a tali rischi; abbiamo acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio. Il rischio di non individuare un errore significativo dovuto a frodi è più elevato rispetto al rischio di non individuare un errore significativo derivante da comportamenti od eventi non intenzionali, poiché la frode può implicare l'esistenza di collusioni, falsificazioni, omissioni intenzionali, rappresentazioni fuorvianti o

- forzature del controllo interno;
- abbiamo acquisito una comprensione del controllo interno rilevante ai fini della revisione contabile allo scopo di definire procedure di revisione appropriate nelle circostanze, e non per esprimere un giudizio sull'efficacia del controllo interno del Gruppo;
 - abbiamo valutato l'appropriatezza dei principi contabili utilizzati nonché la ragionevolezza delle stime contabili effettuate dagli amministratori e della relativa informativa;
 - siamo giunti ad una conclusione sull'appropriatezza dell'utilizzo da parte degli amministratori del presupposto della continuità aziendale e, in base agli elementi probativi acquisiti, sull'eventuale esistenza di una incertezza significativa riguardo a eventi o circostanze che possono far sorgere dubbi significativi sulla capacità del Gruppo di continuare ad operare come un'entità in funzionamento. In presenza di un'incertezza significativa, siamo tenuti a richiamare l'attenzione nella relazione di revisione sulla relativa informativa di bilancio ovvero, qualora tale informativa sia inadeguata, a riflettere tale circostanza nella formulazione del nostro giudizio. Le nostre conclusioni sono basate sugli elementi probativi acquisiti fino alla data della presente relazione. Tuttavia, eventi o circostanze successivi possono comportare che il Gruppo cessi di operare come un'entità in funzionamento;
 - abbiamo valutato la presentazione, la struttura e il contenuto del bilancio consolidato nel suo complesso, inclusa l'informativa, e se il bilancio consolidato rappresenti le operazioni e gli eventi sottostanti in modo da fornire una corretta rappresentazione;
 - abbiamo acquisito elementi probativi sufficienti e appropriati sulle informazioni finanziarie delle imprese o delle differenti attività economiche svolte all'interno del Gruppo per esprimere un giudizio sul bilancio consolidato. Siamo responsabili della direzione, della supervisione e dello svolgimento dell'incarico di revisione contabile del Gruppo. Siamo gli unici responsabili del giudizio di revisione sul bilancio consolidato.

Abbiamo comunicato ai responsabili delle attività di governance, identificati ad un livello appropriato come richiesto dai principi di revisione internazionali (ISA Italia), tra gli altri aspetti, la portata e la tempistica pianificate per la revisione contabile e i risultati significativi emersi, incluse le eventuali carenze significative nel controllo interno identificate nel corso della revisione contabile.

Abbiamo fornito ai responsabili delle attività di governance anche una dichiarazione sul fatto che abbiamo rispettato le norme e i principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano e abbiamo comunicato loro ogni situazione che possa ragionevolmente avere un effetto sulla nostra indipendenza e, ove applicabile, le relative misure di salvaguardia.

Tra gli aspetti comunicati ai responsabili delle attività di governance, abbiamo identificato quelli che sono stati più rilevanti nell'ambito della revisione contabile del bilancio dell'esercizio in esame, che hanno costituito quindi gli aspetti chiave della revisione. Abbiamo descritto tali aspetti nella relazione di revisione.

Altre informazioni comunicate ai sensi dell'art. 10 del Regolamento (UE) n. 537/2014

L'assemblea degli azionisti della E.S.T.R.A. S.p.A. ci ha conferito in data 12 gennaio 2017 l'incarico di revisione legale del bilancio d'esercizio e consolidato della Società per gli esercizi con chiusura dal 31 dicembre 2016 al 31 dicembre 2024.

Dichiariamo che non sono stati prestati servizi diversi dalla revisione contabile vietati ai sensi dell'art. 5, par. 1, del Regolamento (UE) n. 537/2014 e che siamo rimasti indipendenti rispetto alla Società nell'esecuzione della revisione legale.

Confermiamo che il giudizio sul bilancio consolidato espresso nella presente relazione è in linea con quanto indicato nella relazione aggiuntiva destinata al collegio sindacale, nella sua funzione di comitato per il controllo interno e la revisione contabile, predisposta ai sensi dell'art. 11 del citato Regolamento.

Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari

Giudizio ai sensi dell'art. 14, comma 2, lettera e), del D. Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39 e dell'art. 123-bis, comma 4, del D. Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58

Gli amministratori della E.S.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 2021, 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 2021 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 2021 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, 22 aprile 2022

EY S.p.A.

Andrea Eronidi
(Revisore Legale)