

4 Evoluzione della regolazione ed impatti sulle Business Units del Gruppo A2A

gibili, con data di effettivo completamento nell'anno precedente. In linea con tali scadenze, la Delibera 563/2020/R/eel ha determinato i premi relativi agli interventi del Piano resilienza 2020-2022 conclusi nel 2019 di Areti S.p.A., Ireti S.p.A. e Unareti S.p.A. Per Unareti S.p.A. l'importo del premio correlato ad un intervento di risanamento giunti nell'ambito di Milano è stato pari a 104,4 mila euro.

Bonifica delle colonne montanti vetuste della rete di distribuzione elettrica nei condomini

La Delibera 467/2019/R/eel ha definito una regolazione sperimentale di durata triennale (1° gennaio 2020 – 31 dicembre 2022) in materia di ammodernamento - con o senza centralizzazione dei misuratori - delle colonne montanti vetuste della rete di distribuzione elettrica nei condomini, cui sono tenuti tutti i distributori, a prescindere dalla loro dimensione in termini di POD serviti.

Al fine di superare eventuali ritrosie da parte dei condomini all'effettuazione di tali interventi, l'Autorità, oltre alla definizione di un "Contratto Tipo" (adottabile dai distributori a partire dal 1° novembre 2020 dopo una lunga fase di predisposizione della necessaria documentazione, conclusa con la comunicazione ad ARERA per il suo vaglio definitivo), ha previsto un meccanismo incentivante in base al quale il distributore:

- dovrà versare al condominio un importo a copertura dei costi sostenuti da quest'ultimo relativamente alle opere edili di demolizione/ripristino (ed eventualmente elettriche in caso di centralizzazione) in misura pari al minore tra quanto effettivamente speso ed un importo parametrico calcolato in base al numero utenti e al livello di pregio dello stabile;
- si vedrà riconosciuto tale importo nell'ambito dei meccanismi tariffari¹⁴, previa conclusione entro il 30 settembre 2022 del censimento obbligatorio delle proprie colonne montanti vetuste.

Unareti S.p.A. effettuerà la maggior parte degli interventi nell'area di Milano, la più critica a causa del maggior numero di «utenti singoli» connessi alla rete tramite colonna montante di proprietà del distributore. Una prima ricognizione ha portato alla quantificazione su Milano di circa 16.800 stabili per oltre 27.000 colonne montanti mentre su Brescia di circa 1.900 stabili per circa 3.200 colonne montanti.

Sistemi di Smart Metering 2G per la misura dell'energia elettrica in bassa tensione ed approvazione del PMS2 di Unareti S.p.A.

La Delibera 87/2016/R/eel, in attuazione del D.Lgs. 4 luglio 2014, n. 102, ha definito, in vista della sostituzione dei misuratori elettrici di prima generazione (1G) che avranno completato la vita utile prevista a fini regolatori (15 anni):

- a. i requisiti funzionali e le specifiche dei misuratori dell'energia elettrica in BT - versione 2.0;
- b. i livelli di performance dei relativi sistemi di smart metering di seconda generazione (sistemi di misurazione 2G).

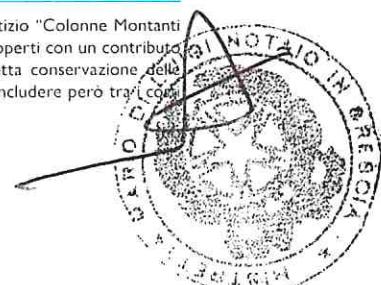
In merito ai requisiti funzionali l'Autorità, a valle di approfondimenti effettuati anche con l'AGCOM, con la Delibera 409/2019/R/eel ha reputato non opportuno prevedere obblighi puntuali relativamente ad una versione "2.1" dello smart meter 2G, dando al contempo mandato al CEI di costituire un gruppo di lavoro per la verifica di fattibilità della realizzazione, da parte di soggetti terzi rispetto alle imprese distributrici, di un "coprimorsetti smart" (i.e. un coprimorsetti che integra in sé il dispositivo utente e che sia di facile installazione).

La Delibera 646/2016/R/eel definisce le modalità di riconoscimento dei costi applicabili agli smart meter 2G, successivamente aggiornate per il periodo 2020-2022 dalla Delibera 306/2019/R/eel per tener conto, tra l'altro, delle differenze esistenti tra il principale distributore (che ha avviato il proprio piano di messa in servizio di smart meter 2G nel 2017) ed i restanti operatori.

Le principali disposizioni in materia di riconoscimento dei costi sono così sintetizzabili:

- presenza di obblighi relativi all'avvio/conclusione della fase massiva del piano di sostituzione. In particolare, per i distributori >100.000 POD si ipotizza l'avvio della fase massiva entro il 2022 con l'obiettivo di sostituzione di almeno il 90% dei misuratori esistenti entro il 2025. Gli obblighi per i distributori < 100.000 POD saranno, invece, definiti da un successivo provvedimento;
- obbligo di predisporre approfonditi piani di messa in servizio di un sistema di smart metering 2G (PMS2) con pubblica consultazione degli stessi, nei termini e nei modi definiti dall'Autorità;
- determinazione di una soglia unica pari a 130 €/misuratore per il calcolo della c.d. condizione di spesa massima di capitale per l'ammissione del piano ad una valutazione c.d. fast track;

¹⁴ Le opere edili saranno riconosciute in RAB attraverso la loro contabilizzazione nel cespote fittizio "Colonne Montanti Vetuste" mentre i costi sostenuti per l'attività di censimento delle colonne montanti saranno coperti con un contributo di 20 euro/condominio censito (legati al completamento del censimento, nonché alla corretta conservazione delle informazioni per 5 anni) e con un ulteriore contributo pari a 70 euro/condominio censito da includere però tra i costi capitalizzabili nel suddetto cespote "Colonne Montanti Vetuste".



- specifiche modalità di riconoscimento degli investimenti in smart meter 2G, con la possibilità di ottenere premi o penali in base al grado di coerenza tra i costi unitari effettivamente sostenuti rispetto a quelli concordati con l'Autorità. Inoltre, è previsto un numero massimo di misuratori 2G di prima installazione riconoscibili in tariffa per ciascun anno del piano (c.d. Piano Convenzionale – PCO, definito in base al c.d. profilo tariffario di installazione dei misuratori 1G). In tale ambito è stato introdotto un meccanismo correttivo del PCO che viene modulato così da anticipare da fine ad inizio periodo il riconoscimento in tariffa di una parte delle quantità di misuratori complessivamente da sostituire;
- presenza, a partire dal 4° anno del piano, di un meccanismo di penalizzazione in caso di mancato rispetto dei livelli di performance fissati dall'Allegato B alla Delibera 87/2016/R/eel (% di letture raccolte entro 24 ore e % di successo delle operazioni di telegestione entro 4 ore). La penalità annua è parametrata alla spesa di capitale ammessa al riconoscimento tariffario e al livello di mancato rispetto degli obblighi. È, altresì, previsto un meccanismo penalizzante in caso di mancato rispetto dell'avanzamento del PMS2. Sono, comunque, presenti tetti annuali e pluriannuali alle penalizzazioni che possono essere comminate all'operatore.

Sono, infine, previste specifiche disposizioni in materia di rendicontazione sia dei costi di capitale che di quelli operativi effettivamente sostenuti in ciascun anno di piano che dei quantitativi fisici di misuratori effettivamente installati.

Nelle more dell'avvio dei piani di sostituzione, l'Autorità ha stabilito le modalità di riconoscimento degli investimenti in misuratori 1G per gli anni 2017-2020, limitando il costo unitario riconosciuto al 105% del costo unitario dei misuratori 1G per l'anno 2015. Similmente, è stato anche definito il metodo per il riconoscimento degli investimenti in misuratori 2G, effettuati al di fuori del piano di sostituzione e relativi alla "gestione utenza ordinaria" (cfr. TIME 2020-2023). Il valore di investimento lordo massimo riconoscibile per misuratore 2G installato negli anni 2018-2020 è pari alla somma di:

- 125% della spesa unitaria media affrontata dall'impresa distributrice nel 2015 per l'approvvigionamento dei misuratori 1G di prima installazione;
- 105% dell'investimento lordo per misuratore 1G, al netto del costo medio per l'approvvigionamento dei misuratori installati, sostenuto nel medesimo anno 2015 (pertanto equivalente al costo di posa).

A settembre 2019 Unareti S.p.A. ha presentato per l'approvazione il proprio piano di roll out 2G che contiene la sostituzione di circa 1,3 milioni di misuratori con una fase massiva prevista nel periodo 2020-2024. A valle di un ampio confronto con gli Uffici dell'Autorità, la Delibera 278/2020/R/eel ha approvato il piano proposto dalla società che è attualmente in fase di esecuzione ed interesserà, per i primi 2 anni, le località dell'area bresciana ivi incluso il capoluogo di provincia.

Dal punto di vista economico nel Piano 2G di Unareti S.p.A. sono stimati (a valori costanti 2019) investimenti per oltre 182 milioni di euro e circa 100 milioni di euro di costi operativi con un costo unitario risultante per lo smart meter 2G pari a 132,5 euro.

Perfezionamento della disciplina delle perdite di rete per il triennio 2019-2021 e revisione dei fattori percentuali convenzionali di perdita da applicare ai prelievi in BT

La Delibera 449/2020/R/eel ha aggiornato, retroattivamente dal 2019, i fattori percentuali convenzionali delle perdite commerciali da applicare alle imprese distributrici per finalità perequative per il triennio 2019-2021, con la conseguente revisione dei fattori di perdita standard da applicare ai clienti finali a decorrere dal 1° gennaio 2021.

Per quanto di interesse, il fattore relativo all'area NORD scende dall'1% allo 0,94%, determinando, per i distributori di energia elettrica che presentano un saldo a credito verso il sistema, una riduzione dell'ammontare di perequazione dato dal valore della differenza tra perdite effettive e perdite standard. Con riferimento alla perequazione perdite 2019, calcolata e regolata nel 2020, tale riduzione per Unareti S.p.A. è pari a circa 180.000 euro (minusvalenza rispetto a quanto già stanziato). Lo stanziamento di competenza 2020 (e che sarà regolato nel 2021) è pari a 3,6 milioni di euro e considera i nuovi valori del parametro delle perdite commerciali convenzionali.

La Delibera ha introdotto ulteriori modifiche alla regolazione previgente consistenti nel superamento del percorso di efficientamento delle perdite commerciali previsto per il triennio precedente, alcune modifiche alle modalità di calcolo della perequazione e l'introduzione di un meccanismo, accessibile solo a particolari condizioni, per la copertura delle perdite di rete imputabili a prelievi fraudolenti non recuperabili e di entità eccezionale rispetto ai livelli riconosciuti convenzionalmente.

La Delibera, infine, prevede che a partire dal 1° gennaio 2021 siano aggiornati i fattori percentuali convenzionali di perdita che i venditori devono applicare ai propri clienti finali connessi in BT portandoli, in coerenza con le modifiche sopra descritte, dall'attuale 10,4% al 10,2%.

Strumenti a tutela del credito dei distributori

Sin dal 2016, a seguito degli insoluti contabilizzati da alcune società di vendita e del contenzioso che ha interessato il Codice di rete tipo per il trasporto dell'energia elettrica (i.e. CTTE) sul tema delle garanzie finanziarie da presentare a copertura degli Oneri Generali di Sistema (OGS), ARERA ha intrapreso molte iniziative volte a rafforzare la tutela del credito dei distributori.

La Delibera 50/2018/R/eel ha introdotto un meccanismo di compensazione degli OGS versati ma non incassati da parte dei distributori. Il meccanismo è finanziato da un Conto istituito presso la CSEA, alimentato sia dagli importi eventualmente riscossi dai distributori successivamente al riconoscimento dell'ammontare per gli anni precedenti, sia dal gettito tariffario alimentato dalle componenti a copertura degli OGS.

La Delibera 461/2020/R/eel, a completamento del provvedimento sopra citato, ha successivamente introdotto un analogo meccanismo di compensazione per il mancato incasso delle tariffe per servizi di rete. In tal senso CSEA ha già liquidato ad Unareti S.p.A. un importo pari a 0,5 milioni di euro a copertura degli oneri di rete non altrimenti recuperabili relativi al periodo 1° gennaio 2016 - 31 dicembre 2019.

Infine, con la Delibera 261/2020/R/eel ARERA ha apportato integrazioni urgenti al CTTE in tema di prestazione delle garanzie e gestione degli inadempimenti, allo scopo di rafforzare la tutela dei distributori. In particolare, sono state introdotte disposizioni limitative alle forma del rating creditizio e delle fideiussioni assicurative accettabili.

Titoli di efficienza energetica e contributo tariffario riconosciuto ai distributori per l'adempimento all'obbligo

I Titoli di Efficienza Energetica (TEE) o Certificati Bianchi (CB) sono titoli negoziabili rilasciati dal GSE che certificano il conseguimento di risparmi energetici negli usi finali attraverso la realizzazione di interventi di efficienza energetica. Il sistema è stato introdotto dai DM 20 luglio 2004 e s.m.i. e prevede che i distributori di energia elettrica e di gas naturale raggiungano annualmente determinati obiettivi quantitativi di risparmio di energia primaria, espressi in tonnellate equivalenti di petrolio risparmiate (tep). Un TEE/CB equivale ad 1 tep.

I distributori di energia elettrica e gas possono assolvere all'obbligo realizzando direttamente progetti di efficienza energetica che diano diritto al rilascio di CB oppure acquistando sul mercato i CB da altri soggetti che li generano (tipicamente dalle Energy Service Company – ESCO). L'Autorità definisce le modalità di determinazione e di erogazione del contributo tariffario da riconoscere ai distributori ed il gettito viene raccolto tramite corrispettivi applicati alle bollette elettriche e del gas.

La tabella riporta i target di risparmio energetico definiti dal DM MiSE 11 gennaio 2017.

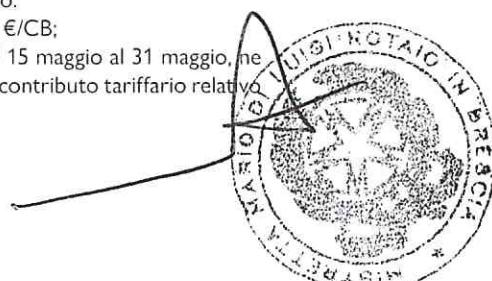
	Target Nazionali di risparmio energetico (Mtep/anno)	Target per i distributori di energia elettrica ⁽¹⁾ Milioni di CB	Target per i distributori di gas ⁽¹⁾ Milioni di CB	Target minimo ⁽²⁾ (%)	Periodo per compensare la quota d'obbligo residua ⁽²⁾ (n. anni)
Decreto Ministeriale 28 Dicembre 2012	2013	4,60	3,03	50%	2
	2014	6,20	3,71	50%	2
	2015	6,60	4,26	60%	2
	2016	7,60	5,23	60%	2
Decreto Ministeriale 11 Gennaio 2017	2017	7,14	2,39	60%	1
	2018	8,32	2,49	60%	1
	2019	9,71	2,77	60%	1
	2020	11,19	3,17	60%	1

(1) Soggetti obbligati: distributori di energia elettrica e gas con più di 50.000 clienti finali.

(2) Target minimo e periodo di compensazione: il soggetto obbligato che consegna una quota d'obbligo inferiore al 100% ma comunque pari ad almeno il target minimo fissato dal DM (50% o 60%) può compensare la quota residua nel biennio (n+2) o nell'anno successivo (n+1) senza incorrere in sanzioni.

Il DM 10 maggio 2018 ha modificato il DM MiSE 11 gennaio 2017 prevedendo:

- la fissazione di un valore massimo (cap) al contributo tariffario pari a 250 €/CB;
- l'emissione di CB allo "scoperto" da parte del GSE ai distributori che, dal 15 maggio al 31 maggio, ne fanno richiesta ad un valore pari alla differenza tra 260 €/CB e il valore del contributo tariffario relativo all'anno d'obbligo, fino ad una differenza massima di 15 €.



I soggetti obbligati possono fare richiesta di questi CB "allo scoperto" fino al raggiungimento dell'obbligo minimo, a condizione di essere già in possesso sul proprio "conto proprietà" di un ammontare di CB pari ad almeno il 30% dell'obbligo minimo. Per l'annullamento di tali CB non verrà riconosciuto il contributo tariffario. I distributori possono in seguito riscattare tutta o parte della somma corrisposta per l'acquisto dei CB dal GSE a fronte della consegna di CB generati da progetti o comprati sul mercato. Il riscatto avviene a decorrere dai primi CB ed è possibile solo nel caso in cui il soggetto obbligato detenga un numero di CB eccedente l'obbligo minimo relativo all'anno d'obbligo in corso. Non è, invece, possibile effettuare il riscatto nello stesso anno d'obbligo in cui i CB sono stati emessi.

Ai CB annullati in sostituzione di quelli del GSE verrà corrisposto il contributo tariffario dell'anno in corso. La restituzione della somma corrisposta al GSE viene effettuata tramite un conguaglio sul contributo tariffario.

Per ciascun soggetto obbligato si conferma la possibilità di adempiere al 30 novembre di ciascun anno fino al 40% dell'obbligo dell'anno in corso e per il 75% delle eventuali quote residue degli anni d'obbligo precedenti. Il DM 10 maggio 2018 re-introduce la possibilità di compensare la quota d'obbligo residua nei due anni d'obbligo successivi.

Con il nuovo DM vengono pubblicate le tipologie di intervento incentivabile con la modalità standardizzata e le relative schede contenenti le modalità di calcolo (tra cui l'installazione di LED per illuminazione anche stradale e le misure comportamentali) applicabili agli interventi con data di avvio della realizzazione successiva alla data di entrata in vigore del DM.

Unareti S.p.A. è il terzo distributore obbligato in Italia per il conseguimento di risparmi energetici nell'ambito del meccanismo dei CB. La Determina 1/2019 ha definito i quantitativi di CB da annullare per l'anno d'obbligo 2019 mentre la Determina 1/2020 (successivamente rettificata per un errore materiale dalla Determina 4/2020) quelli per il 2020.

Soggetto obbligato	Obbligo TEE 2019	Obbligo TEE 2020
Unareti S.p.A. (Ele+Gas)	322.008	372.009
ACSM-AGAM Reti Gas Acqua S.p.A.	33.022	41.874
Lario Reti Gas S.p.A.	20.649	23.510
LD Reti S.p.A.	71.121	81.140
Totale	446.800	518.533

In considerazione dell'emergenza COVID, il DL 34/2020 (c.d. Decreto Rilancio) ha posticipato il termine per l'annullamento dell'obbligo annuale 2019 dal 31 maggio al 30 novembre 2020. Tale proroga ha avuto un impatto sia finanziario (per via del conseguente ritardo nella liquidazione del contributo tariffario) sia operativo sull'anno d'obbligo 2020 che – stante la scadenza al 31 maggio 2021 – rischia di essere ridotto a soli 6 mesi.

In esecuzione della Sentenza 2538/2019 del TAR Lombardia, ARERA ha adottato la Delibera 270/2020/R/efr sull'aggiornamento del metodo di calcolo del contributo tariffario con validità dall'anno d'obbligo 2019: la nuova formula di calcolo prevede un contributo unitario definito sulla base del prezzo medio di mercato (inclusi anche gli scambi bilaterali) con un cap pari a 250 €/TEE e un contributo addizionale – elemento innovativo rispetto al passato – allo scopo di ristorare i soggetti obbligati che hanno sostenuto un prezzo superiore a 250 €/TEE a causa della scarsa disponibilità di CB sul mercato e corrisposto solo sui CB fisici, ottenuti a fronte di progetti o di acquisti sul mercato. Per ridurre le sofferenze finanziarie legate all'estensione dell'anno d'obbligo 2019, il provvedimento ha introdotto la possibilità, da parte dei soggetti obbligati, di richiedere, entro agosto 2020, un acconto straordinario di 250 €/TEE con un tetto pari al 18% dell'obbligo annuale. Viene, inoltre, introdotta una percentuale di profit sharing volta a promuovere l'efficienza dei soggetti obbligati nella contrattazione dei TEE, innalzata al valore del 10% ma che, al momento, non è in grado di incidere in quanto i prezzi di mercato risultano stabilmente superiori al cap di 250 €/TEE.

La Delibera 550/2020/R/efr ha determinato il valore del contributo tariffario 2019 pari a 254,49 €/TEE (CT unitario: 250 €/TEE + CT addizionale: 4,49 €/TEE), in aumento rispetto al precedente valore (248,89 €/TEE) grazie alla nuova metodologia di calcolo che ha avuto un beneficio economico per il Gruppo di circa 1,75 milioni di euro rispetto al metodo precedente.

4 Evoluzione della regolazione ed impatti sulle Business Units del Gruppo A2A

Atteso il DM MiSE che dovrebbe individuare il quadro regolatorio per il nuovo periodo (2021-2024), confermando il sistema dei CB, sebbene con una probabile riduzione degli obblighi rispetto al periodo precedente.

Attività di ARERA nella regolazione e controllo del Servizio Idrico Integrato (SII)

Approvazione del metodo tariffario idrico per il terzo periodo regolatorio 2020-2023

La Delibera 580/2019/R/idr ha approvato il Metodo Tariffario del SII (MTI-3) per il terzo periodo regolatorio (2020–2023), definendo le regole per il computo dei costi ammessi al riconoscimento tariffario, nonché i limiti agli incrementi tariffari applicabili (ridotti rispetto ai livelli massimi previsti nel precedente periodo regolatorio). Nella medesima delibera sono stati aggiornati i parametri del Water Risk Premium (1,7%), del beta (rischiosità relativa del SII pari a 0,79), i tassi di inflazione per l'aggiornamento dei costi operativi, i deflatori degli investimenti fissi lordi e l'aliquota t_c per il calcolo degli oneri finanziari e fiscali (ne deriva che la componente a copertura degli oneri finanziari e fiscali si attesta al 5,2%).

La disciplina ha confermato la durata quadriennale del periodo regolatorio nonché le tempistiche per le predisposizioni tariffarie da parte degli Enti di Governo dell'Ambito (EGA), con un aggiornamento a cadenza biennale.

Le novità principali riguardano:

- la modifica del riconoscimento degli oneri finanziari sui Lavori in Corso (LIC):
 - esclusi dal riconoscimento in tariffa i LIC con saldi che risultino invariati da più di 4 anni;
 - applicazione ai LIC di un tasso più basso rispetto alle immobilizzazioni entrate in esercizio e decrescente nel tempo;
- la redazione, in aggiunta al Piano degli Interventi, di un Piano per le Opere Strategiche (POS) 2020-2027 contenente la previsione degli interventi infrastrutturali dedicati ad opere complesse con vita utile maggiore/uguale a 20 anni prioritarie per la qualità del servizio. I LIC delle opere contenute nel POS beneficiano di un riconoscimento tariffario completo (e non decrescente);
- la modifica delle vite utili regolatorie, per i cespiti entrati in esercizio dal 2020, suddividendo i cespiti tra acquedotto, fognatura, depurazione ed attività comuni ed associandoli al relativo macroindicatore della qualità tecnica e commerciale;
- l'introduzione di un incentivo per le misure messe in atto dal Gestore tese a rendere gli utenti maggiormente consapevoli dei propri consumi e a favorire le procedure di limitazione in caso di morosità e di disalimentazione selettiva della fornitura;
- nel calcolo dei conguagli delle "altre attività idriche" sono state scorporate le attività legate ad obiettivi di sostenibilità energetica ed ambientale, alle quali è riconosciuto al Gestore uno sharing pari al 75% della differenza tra i ricavi e i costi sostenuti. I benefici di questo "incentivo" troveranno applicazione nelle tariffe 2022 (a+2).

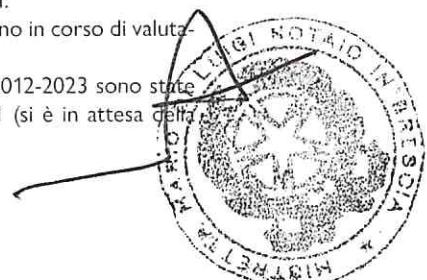
Il nuovo meccanismo è stato successivamente modificato dalla Delibera 235/2020/R/idr al fine di mitigare, con l'introduzione di alcuni elementi di flessibilità, gli effetti dell'emergenza da COVID-19 sull'equilibrio economico e finanziario delle gestioni e sulle condizioni di svolgimento delle prestazioni, garantendo la continuità dei servizi essenziali. Nello specifico è stato previsto:

- la proroga al 31 luglio 2020 (in luogo del 30 aprile) del termine entro il quale l'EGA, o altro soggetto competente, è tenuto a trasmettere il pertinente schema regolatorio recante la predisposizione tariffaria per il terzo periodo regolatorio 2020-2023;
- l'applicazione ai LIC ordinari, per gli anni 2021 e 2022, del tasso riconosciuto alle immobilizzazioni riferite alle opere strategiche;
- l'introduzione, per il 2020, della componente previsionale *OpCOVIDa* (con scostamenti recuperabili tra le componenti a conguaglio nell'a+2) che tiene conto sia degli oneri aggiuntivi connessi all'emergenza che dei minori costi operativi sostenuti dai Gestori per le iniziative adottate per il contrasto alla diffusione del virus (ad esempio l'utilizzo della CIGO);
- la facoltà per gli EGA per il 2020 di rinviare ad annualità successive, ma entro il 2023, il recupero della quota parte degli oneri ammissibili a riconoscimento tariffario e di adottare misure per la sostenibilità finanziaria dei Gestori a seguito dell'emergenza sanitaria.

Il 29 dicembre 2020 l'EGA di Brescia ha deliberato gli incrementi tariffari per il periodo regolatorio 2020-2023: per il biennio 2020-2021 sono stati approvati per A2A Ciclo idrico S.p.A. e per Azienda Servizi Valtrompia S.p.A. incrementi tariffari, rispettivamente, pari al 2% e all'1,5% annuo.

Per quanto riguarda il Gestore Lereti S.p.A. appartenente al Gruppo ACSM-AGAM:

- relativamente all'ambito provincia di Varese, le proposte tariffarie acquedotto sono in corso di valutazione ed approvazione da parte dell'EGA competente;
- relativamente all'ambito provincia di Como, le proposte tariffarie acquedotto 2012-2023 sono state approvate per il momento solo dall'EGA competente in data 19 gennaio 2021 (si è in attesa della



conclusione dell'iter che vede il passaggio all'Assemblea dei Comuni e alla Provincia per poi essere approvate da ARERA).

milioni di euro	Vincolo Ricavi Gestore (VRG) 2020	Vincolo Ricavi Gestore (VRG) 2021	RAB 2018 (residua netta) sottesa alle tariffe 2020	RAB 2019 (residua netta) sottesa alle tariffe 2021
A2A Ciclo Idrico S.p.A.	93,8	90,3	283	305,7
ASVT S.p.A.	9,6	9,6	16,7	20,1
milioni di euro	Vincolo Ricavi Gestore (VRG) 2020	Vincolo Ricavi Gestore (VRG) 2021	RAB 2018 (residua netta) sottesa alle tariffe 2020	RAB 2019 (residua netta) sottesa alle tariffe 2021
Lereti COMO			in attesa si conclude iter approvazione	
Lereti VARESE	24,5	26,5	35,2	38,7

Business Unit
Generazione
e Trading

Business Unit
Mercato

Business Unit
Ambiente

**Business Unit
Reti**

Revisione dell'articolazione tariffaria applicata agli utenti finali

Allo scopo di armonizzare l'articolazione tariffaria applicata agli utenti finali sul territorio nazionale, la Delibera 665/2017/R/idr ha approvato il Testo Integrato dei Corrispettivi del Servizio Idrico (TICSI) in vigore dal 1° gennaio 2018. Il TICSI introduce il concetto di "tariffa pro-capite standard" e prevede:

- la distinzione tra utenti domestici residenti e non residenti, condominiali e non domestici;
- l'applicazione agli utenti domestici residenti di una tariffa pro-capite standard per un periodo transitorio (2018-2021) e, comunque, fino all'effettiva disponibilità delle informazioni, definita su una famiglia tipo di 3 componenti (con il primo scaglione agevolato pari a 55 mc/anno) e di una tariffa pro-capite effettiva (scaglione agevolato: almeno 18,25 mc/anno per componente) solo nel caso di autodichiarazione in merito al numero dei componenti il nucleo familiare;
- l'articolazione tariffaria a regime dal 2022 con l'applicazione della tariffa pro-capite effettiva a tutti gli utenti domestici residenti;
- la razionalizzazione delle tipologie tariffarie per gli usi diversi dal domestico;
- l'applicazione di una tariffa trinomia (quota fissa, quota capacità e quota variabile) uniforme a livello nazionale per gli utenti industriali relativa agli scarichi dei reflui autorizzati allo scarico in pubblica fognatura. Tale tariffa ha lo scopo di intercettare con la quota variabile la qualità in termini di inquinamento dello scarico, con la quota capacità l'allocazione corretta dei costi di utilizzo della capacità depurativa dell'impianto destinato a ricevere gli scarichi e con la quota fissa la copertura dei costi amministrativi e di misura;
- la valutazione degli effetti della nuova articolazione tariffaria sui ricavi del Gestore, prevedendo verifiche ex ante ed ex post.

L'articolazione tariffaria è adottata dagli EGA sulla base dei dati forniti dai Gestori ed avrebbe dovuto essere trasmessa all'Autorità entro il 30 giugno 2018:

- l'EGA di Brescia ha approvato la nuova articolazione in data 13 febbraio 2020 e il 31 luglio ha definito le linee guida da utilizzare per la fatturazione: ciascun Gestore dell'ambito dovrà riconguagliare entro il 31 dicembre 2021 le annualità relative al 2018, 2019 e 2020;
- l'EGA di Como ha approvato la nuova articolazione tariffaria nel Consiglio di Amministrazione del 19 gennaio 2021 con decorrenza 1° gennaio 2018. Nel corso del 2021 dovranno, pertanto, essere riconguagliate da Lereti S.p.A. le annualità 2018, 2019 e 2020 con i relativi incrementi tariffari, deliberati nella medesima seduta;
- quanto, infine, alla nuova articolazione tariffaria per l'ambito provincia di Varese, essa era già stata approvata dall'EGA competente durante il 2019.

Integrazione della disciplina della qualità contrattuale del SII (RQSII)

La Delibera 547/2019/R/idr ha integrato la regolazione della qualità contrattuale del SII al fine di rafforzare la tutela dell'utenza e la garanzia di adeguati livelli di performance dei Gestori, introducendo un nuovo meccanismo di premi e penalità nel rispetto degli standard minimi previsti dalla Delibera 655/2015/R/idr (RQSII). Il nuovo meccanismo incentivante, entrato in vigore dal 1° gennaio 2020, è basato sulla costruzione di 2 macro-indicatori, MC1 e MC2, ottenuti aggregando i 42 indicatori semplici previsti dalla RQSII (28 standard specifici, cui sono già associati indennizzi automatici in caso di mancato rispetto, e 14 standard generali):

1. MC1 - "Avvio e cessazione del rapporto contrattuale": composto dagli indicatori afferenti alle prestazioni relative ai preventivi, all'esecuzione di allacciamenti e lavori, all'attivazione e disattivazione della fornitura;

4 Evoluzione della regolazione ed impatti sulle Business Units del Gruppo A2A

2. MC2 - "Gestione del rapporto contrattuale e accessibilità al servizio": composto dagli indicatori afferenti alle prestazioni relative agli appuntamenti, alla fatturazione, alle verifiche dei misuratori e del livello di pressione, alle risposte a richieste scritte nonché alla gestione dei punti di contatto con l'utenza.

Il meccanismo è simile a quello della qualità tecnica, dove premi e penalità sono definiti attraverso stadi successivi di valutazione, distinti per livello di valutazione (base ed eccellenza) e per livello di partenza (mantenimento o miglioramento). La quantificazione dei premi e penali avverrà dal 2022 sulla base delle performance del biennio precedente. Per i livelli di partenza del primo anno saranno utilizzati i dati di qualità contrattuale del 2018 già trasmessi ad ARERA nel maggio 2019.

La Delibera ha, inoltre, esteso le tutele della RQSII anche ai soggetti che, pur non essendo contrattualizzati, richiedono lo svolgimento di alcune prestazioni propedeutiche alla stipula del contratto di somministrazione.

Estensione della prescrizione biennale anche al SII

La Delibera 547/2019/R/idr, oltre ad integrare la disciplina della qualità contrattuale, ha introdotto, a partire dal 1° gennaio 2020, obblighi informativi in capo al Gestore nel caso di prescrizione biennale dei consumi, come disciplinato dalla Legge 27 dicembre 2017, n. 205.

In analogia alla disciplina già introdotta in altri settori regolati (settore elettrico e gas), l'Autorità ha disposto che in caso di fatturazione di importi riferiti a consumi risalenti a più di due anni, il Gestore sia tenuto a darne adeguata evidenza della loro presenza in fattura, differenziandoli da quelli relativi a consumi risalenti a meno di due anni. È, inoltre, stato previsto che gli importi oggetto di prescrizione non possano essere escussi con metodi di incasso pre-autorizzati SEPA Direct Debit – SDD (domiciliazione bancaria, postale o su carta di credito).

La Legge prevedeva che la prescrizione non fosse riconosciuta al cliente nel caso in cui la mancata o erronea rilevazione dei dati di consumo fosse a questi imputabile: l'articolo 1, comma 295, della Legge di Bilancio 2020 ha rimosso tale faticosità e l'Autorità con la Delibera 186/2020/R/idr ha provveduto a modificare la comunicazione presente in fattura, prevedendo che la prescrizione biennale sia sempre riconosciuta indipendentemente dall'accertata responsabilità del cliente.

Regolazione della morosità nel SII

Il DPCM 29 agosto 2016 demandava all'Autorità la definizione di forme di contenimento della morosità, l'accesso al quantitativo minimo vitale di acqua (pari a 50 litri/gg per abitante) per tutti gli utenti domestici residenti a tariffa agevolata (quantitativo che dovrà essere garantito anche in caso di morosità) e la definizione dei clienti non disalimentabili.

A valle della pubblicazione di tre DCO, la Delibera 311/2019/R/idr (REMSI) ha definito la disciplina di gestione della morosità in vigore dal 1° gennaio 2020, prevedendo:

- uno specifico iter, con tempistiche ben definite (i.e. sollecito bonario, comunicazione di messa in mora, rateizzazione dei pagamenti, ecc.), che il Gestore deve adottare prima della sospensione del servizio. Qualora l'iter non sia rispettato è riconosciuto all'utente uno specifico indennizzo;
- per le utenze domestiche (diverse dalle non disalimentabili) la sospensione del servizio è possibile unicamente a valle della procedura di limitazione;
- per le utenze condominiali, il Gestore non potrà procedere a limitare/sospendere la fornitura a fronte di pagamenti parziali pari almeno alla metà dell'importo ed effettuati entro la scadenza prevista nella comunicazione di messa in mora.

Alcune disposizioni contenute nella nuova disciplina sono state successivamente modificate dall'Autorità in recepimento della Legge 160/2019 (Legge di Bilancio 2020):

- introduzione dell'obbligo di inserire nella costituzione in mora, afferente ad importi non pagati riferiti a consumi risalenti a più di 2 anni, una comunicazione volta a rendere consapevole l'utente della possibilità di non pagare quanto dovuto (Delibera 186/2020/R/idr);
- obbligo di invio del sollecito bonario esclusivamente tramite raccomandata con avviso di ricevimento o posta elettronica certificata (Delibera 221/2020/R/idr);
- modifica del termine ultimo entro cui l'utente è tenuto a saldare quanto dovuto (40 giorni). Il termine è calcolato dalla data di ricevimento del sollecito bonario (Delibera 221/2020/R/idr).

Legge di Bilancio 2018: Piano nazionale di interventi nel settore idrico

L'art. 1, comma 516, della Legge 205/2017 dispone che, ai fini della programmazione e realizzazione degli interventi necessari alla mitigazione dei danni connessi al fenomeno della siccità e per promuovere il potenziamento e l'adeguamento delle infrastrutture idriche, con apposito DPCM sia adottato il "Piano nazionale di interventi nel settore idrico", articolato in due sezioni: sezione «acquedotti» e sezione «invasi», per la realizzazione dei seguenti obiettivi prioritari:

- a) raggiungimento di adeguati livelli di qualità tecnica;
- b) recupero e ampliamento della tenuta e del trasporto della risorsa idrica, anche con riferimento alla capacità di invaso;



c) diffusione di strumenti mirati al risparmio di acqua negli usi agricoli, industriali e civili. Gli interventi del Piano nazionale e segnalati dagli EGA sono finanziati con risorse pubbliche.

Con la Relazione 268/2018/R/idr l'Autorità ha provveduto a redigere un primo elenco degli interventi necessari e urgenti, tra i quali la realizzazione della rete, ad oggi assente, di acquedotto, fognatura e depurazione nel Comune di Calvisano (BS) gestito da A2A Ciclo Idrico S.p.A., a cui è destinato un finanziamento di circa 22 milioni di euro. L'investimento complessivo (21,8 milioni di euro solo per acquedotto a cui si sommano 23,5 milioni di euro per fognatura/depurazione) si svilupperà nel periodo regolatorio 2020-2023.

La successiva Relazione 252/2019/R/idr ha dettagliato gli importi a valere su ciascuno dei due Capitoli di spesa 2019 e 2020: per il Comune di Calvisano è prevista un'erogazione di due tranches per il 2019 e per il 2020 di 3,8 milioni di euro.

Con il DPCM 1° agosto 2019 "Adozione del primo stralcio del Piano nazionale degli interventi nel settore idrico - sezione acquedotti" sono stati approvati 26 interventi (tra i quali quello per il Comune di Calvisano) per un importo complessivo di 80 milioni di euro per le due annualità 2019 e 2020.

La Delibera 425/2019/R/idr ha definito la disciplina per l'erogazione delle risorse necessarie alla realizzazione degli interventi, istituendo presso la CSEA il "Conto per il finanziamento degli interventi del Piano Nazionale, sez. Acquedotti di cui alla Legge 205/17". Successivamente la Delibera 512/2019/R/idr autorizza CSEA ad erogare la prima quota di finanziamento agli interventi approvati.

La Delibera 284/2020/R/idr ha avviato il procedimento per l'individuazione del secondo elenco degli interventi necessari e urgenti per il SII ai fini dell'aggiornamento della sezione «acquedotti» del Piano nazionale. L'Autorità, nell'ambito dell'avvio, intende definire un'unica pianificazione (presentata dai rispettivi EGA e Regioni) basata su un programma pluriennale per il periodo 2021-2028, cui destinare la totalità delle risorse residue previste dall'articolo 1, comma 155, della Legge 145/2018 per la sezione «acquedotti» del Piano nazionale. Nell'ambito di tale procedimento il Gruppo ACSM-AGAM ha presentato nel mese di settembre alcuni progetti strategici che devono essere ancora validati da Regione Lombardia.

La Delibera 520/2020/R/idr ha rivisto alcune disposizioni contenute nella Delibera 425/2019/R/idr in considerazione della situazione emergenziale del 2020, prevedendo che CSEA provveda ad erogare le quote di finanziamento per la realizzazione di sette interventi, tra cui è ricompreso Calvisano (importo erogato nel 2020 circa 3,8 milioni di euro).

Attività di ARERA nella regolazione e controllo del settore del teleriscaldamento/ teleraffrescamento (o telecalore)

Il D.Lgs. n. 102/2014 di recepimento della Direttiva 2012/27/CE sull'efficienza energetica ha attribuito agli articoli 9, 10 e 16 specifici poteri di regolazione e controllo all'Autorità anche nel settore del teleriscaldamento/teleraffrescamento seppure solo su aspetti specifici non trattandosi di una vera e propria regolazione tariffaria. Le attribuzioni riguardano, infatti, la predisposizione di provvedimenti su allacciamento e disconnessione dalle reti, diritto di recesso, qualità commerciale e tecnica del servizio, modalità con cui i Gestori rendono pubblici i prezzi della fornitura del calore.

All'Autorità è affidato anche il compito di dare attuazione alle disposizioni in tema di misura, fatturazione, accesso ai dati di consumo allo scopo di accrescere la consapevolezza del cliente e modificarne i comportamenti di consumo.

La Delibera 548/2019/R/tlr ha definito, per il periodo 1° gennaio 2021 – 31 dicembre 2023 la regolazione della qualità tecnica del servizio di teleriscaldamento e teleraffrescamento (RQTT) con riferimento alla sicurezza e alla continuità del servizio, introducendo obblighi sul pronto intervento, sulla gestione delle interruzioni (con uno specifico standard generale di qualità) e delle dispersioni nonché obblighi di registrazione delle informazioni relative alla sicurezza e alla qualità per la comunicazione annuale all'Autorità. Lo scopo è quello di garantire un maggior grado di tutela degli utenti e favorire la diffusione del servizio attraverso un progressivo incremento delle performance del settore con la definizione di standard minimi uniformi a livello nazionale.

A seguito dell'emergenza COVID-19 la Delibera 188/2020/R/tlr ha rinviato:

- al 1° ottobre 2020 l'entrata in vigore di alcune disposizioni del Testo Integrato sulla Trasparenza del servizio di teleriscaldamento e teleraffrescamento (TITT) in materia di contenuti minimi e trasparenza dei documenti di fatturazione, nonché di qualità del servizio e diritti degli utenti, inizialmente previste per il 1° luglio 2020;
- al 1° gennaio 2021 l'entrata in vigore della regolazione della qualità tecnica, inizialmente prevista per il 1° luglio 2020.

4 Evoluzione della regolazione ed impatti sulle Business Units del Gruppo A2A

La Delibera 478/2020/R/tlr ha definito per il periodo 1° gennaio 2022 – 31 dicembre 2024 la regolazione della misura nel servizio di teleriscaldamento e teleraffrescamento (TIMT), introducendo obblighi di servizio e standard di qualità in materia di misura dell'energia fornita agli utenti con la definizione di frequenze minime di lettura, obblighi di comunicazione delle rilevazioni da parte dei Gestori, l'introduzione dell'obbligo di autolettura, la definizione delle modalità di calcolo per la stima e la ricostruzione dei consumi e le regole per l'archiviazione dei dati. È stata rinviata a successivo provvedimento la regolazione delle caratteristiche prestazionali minime dei misuratori.

La Delibera 537/2020/R/tlr ha esteso, a far data dal 1° luglio 2021, anche al settore del teleriscaldamento il sistema di tutele per la trattazione dei reclami e per la risoluzione extragiudiziale delle controversie con gli utenti finali già attive negli altri settori regolati. L'Autorità ha provveduto ad introdurre due livelli di tutela: un livello base che prevede l'estensione del servizio di contact center dello Sportello per il consumatore Energia e Ambiente anche al teleriscaldamento e un secondo livello che permette agli utenti finali di attivare una procedura di conciliazione dinanzi al Servizio Conciliazione dell'Autorità.

Infine sono stati recentemente avviati procedimenti relativi alle revisioni di alcune discipline per il secondo periodo regolatorio: con Delibera 11/2021/R/tlr è stato avviato il procedimento per l'adozione di provvedimenti in materia di contributi di allacciamento e modalità di esercizio del diritto di recesso mentre con Delibera 27/2021/R/tlr è partito l'avvio per l'adozione di provvedimenti in materia di qualità commerciale.

Verifiche GSE: impianto di cogenerazione abbinato al teleriscaldamento di Canavese (MI)

L'impianto di cogenerazione abbinato al teleriscaldamento denominato Canavese e sito a Milano è stato qualificato IAFR dal GSE in data 28 luglio 2010 (codice 5072) ai fini dell'ottenimento dei Certificati Verdi (CV) ai sensi della Legge 23 agosto 2004, n. 239, e del successivo DM 24 ottobre 2015. Il periodo di incentivazione è decorso dal 1° gennaio 2011 fino al 31 dicembre 2018.

Nei giorni 12-14 marzo 2018 il GSE ha avviato un procedimento di verifica volto ad analizzare l'ottenimento: i) della qualifica CAR (Cogenerazione Alto Rendimento) e ii) dei CV.

In data 25 marzo 2019, dopo una serie di integrazioni fornite dalla società, il GSE ha inviato una lettera di primo esito in cui ha contestato l'indebito ottenimento dei CV sul calore erogato su tubazione primaria entrata in esercizio dopo il 31 dicembre 2009, data che il GSE considera il termine ultimo per estendere la rete ai fini dell'incentivo e chiede la restituzione di un numero di CV pari a 109'032 MWh oltre che la restituzione di 23'447 MWh di Tariffa GRIN percepita dal 1° gennaio 2016.

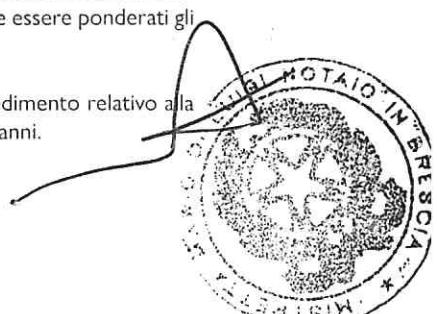
A febbraio 2020 il GSE ha chiuso la visita ispettiva con riferimento alla sola verifica della qualifica CAR tenuto conto di un malfunzionamento degli strumenti di misura.

Sono state molteplici le interlocuzioni con il GSE poiché A2A Calore & Servizi S.r.l. non ha mai condiviso il 31 dicembre 2009 come data di freezing della configurazione di rete ai fini dell'incentivo. Lo stesso DM 24 ottobre 2015, del resto, nel concedere 4 anni all'operatore per definire la data di entrata in esercizio commerciale apriva a valutazioni sull'evoluzione del sistema oltre il 31 dicembre 2009. A ciò si aggiunge che nel corso degli anni A2A Calore & Servizi S.r.l. ha sempre comunicato al GSE gli ampliamenti della rete via via apportati con l'allacciamento delle utenze, producendo di volta in volta i nominativi e le ubicazioni delle utenze allacciate anche dopo il 31 dicembre 2009. Il che dimostra documentalmente la buona fede che la società ha sempre avuto nell'interpretazione della norma.

In considerazione dell'entrata in vigore dell'art. 56, comma 7, del DL 76/2020 (c.d. decreto semplificazioni convertito nella Legge 120/2020) la società ha fornito ulteriori integrazioni a novembre 2020. Tale comma (si legge nella Relazione Illustrativa) è stato introdotto all'esplicito fine di "stabilire condizioni di certezza e stabilità per gli investimenti a lungo termine che le imprese effettuano nel settore delle energie rinnovabili" coerentemente allo spirito della normativa comunitaria in materia che "nell'evidenziare il ruolo dei regimi nazionali di sostegno alla produzione di energia rinnovabile, ne sottolinea i necessari caratteri di stabilità e certezza giuridica".

È proprio alla luce di questi razionali che il decreto semplificazioni conferma come "i poteri di controllo da parte del Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. debbano essere esercitati entro i limiti dell'autotutela amministrativa, di cui all'art. 21-nessies della Legge n. 241/1990" e, quindi, debbano adeguatamente essere ponderati gli effetti dell'esercizio dei medesimi poteri sugli investimenti effettuati.

La società ritiene che è all'interno di queste nuove coordinate che si pone il procedimento relativo alla centrale di Canavese che ha visto ingentissimi investimenti realizzati nel corso degli anni.



L'innovazione apportata dal decreto semplificazioni si pone sullo stesso filone di precedenti interventi normativi via via intervenuti sulla materia dei controlli degli incentivi: interventi tutti mirati a tener conto della buona fede degli operatori che hanno realizzato consistenti investimenti a pro della transizione energetica e, in questo caso, anche nello sviluppo di un servizio pubblico (per di più non regolato da ARERA nelle sue componenti di costi/ricavi). Tra questi ricordiamo, ad esempio, quello apportato ex Legge 124/2017 in materia di titoli di efficienza energetica.

Tuttavia, in attesa dei chiarimenti che dovranno essere forniti dal GSE, la società ha deciso di ulteriormente incrementare il fondo rischi che ammonta adesso complessivamente ad oltre 14 milioni di euro.

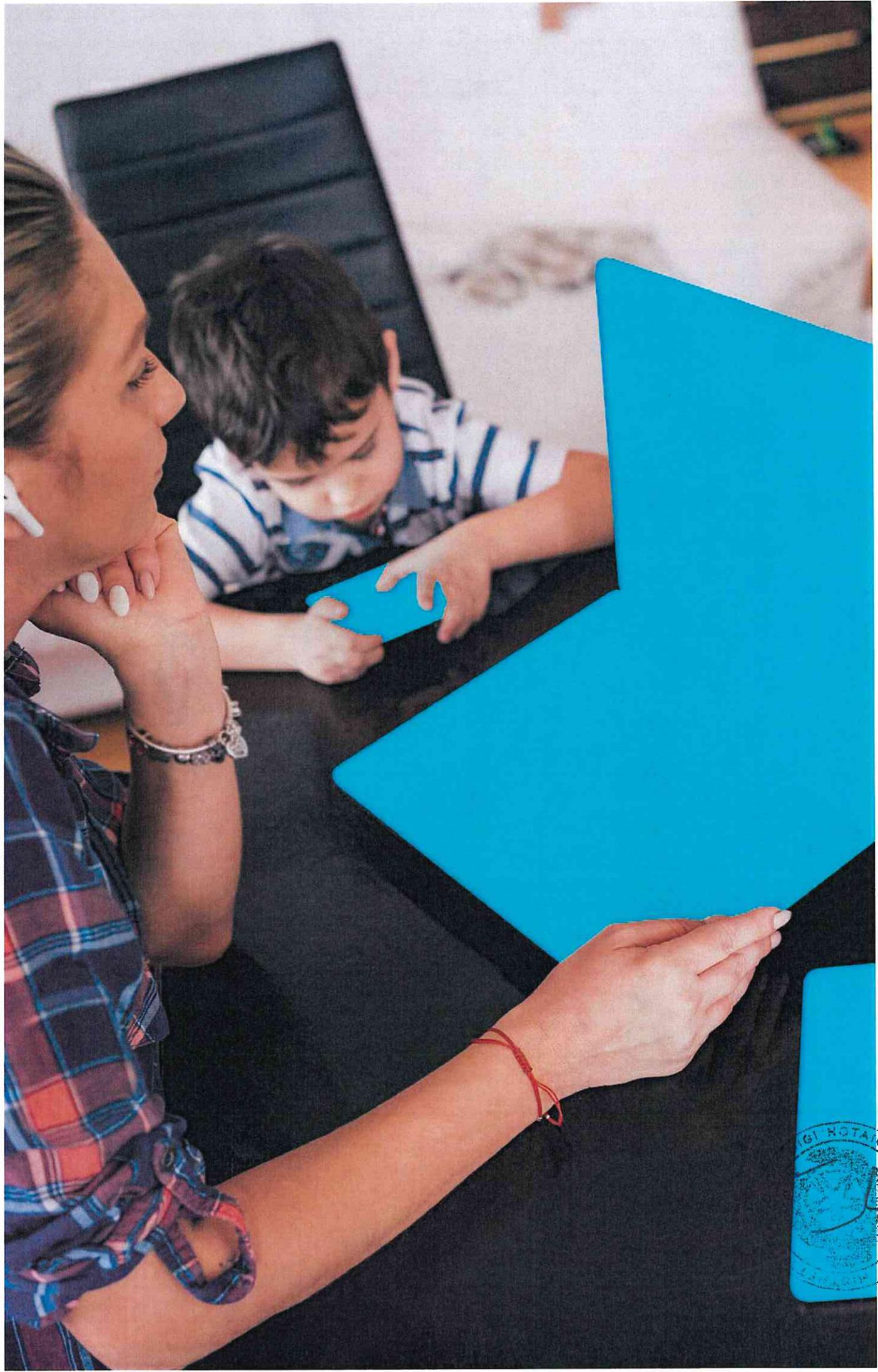
4
**Evoluzione
della regolazione
ed impatti sulle
Business Units
del Gruppo A2A**

*Business Unit
Generazione
e Trading*

*Business Unit
Mercato*

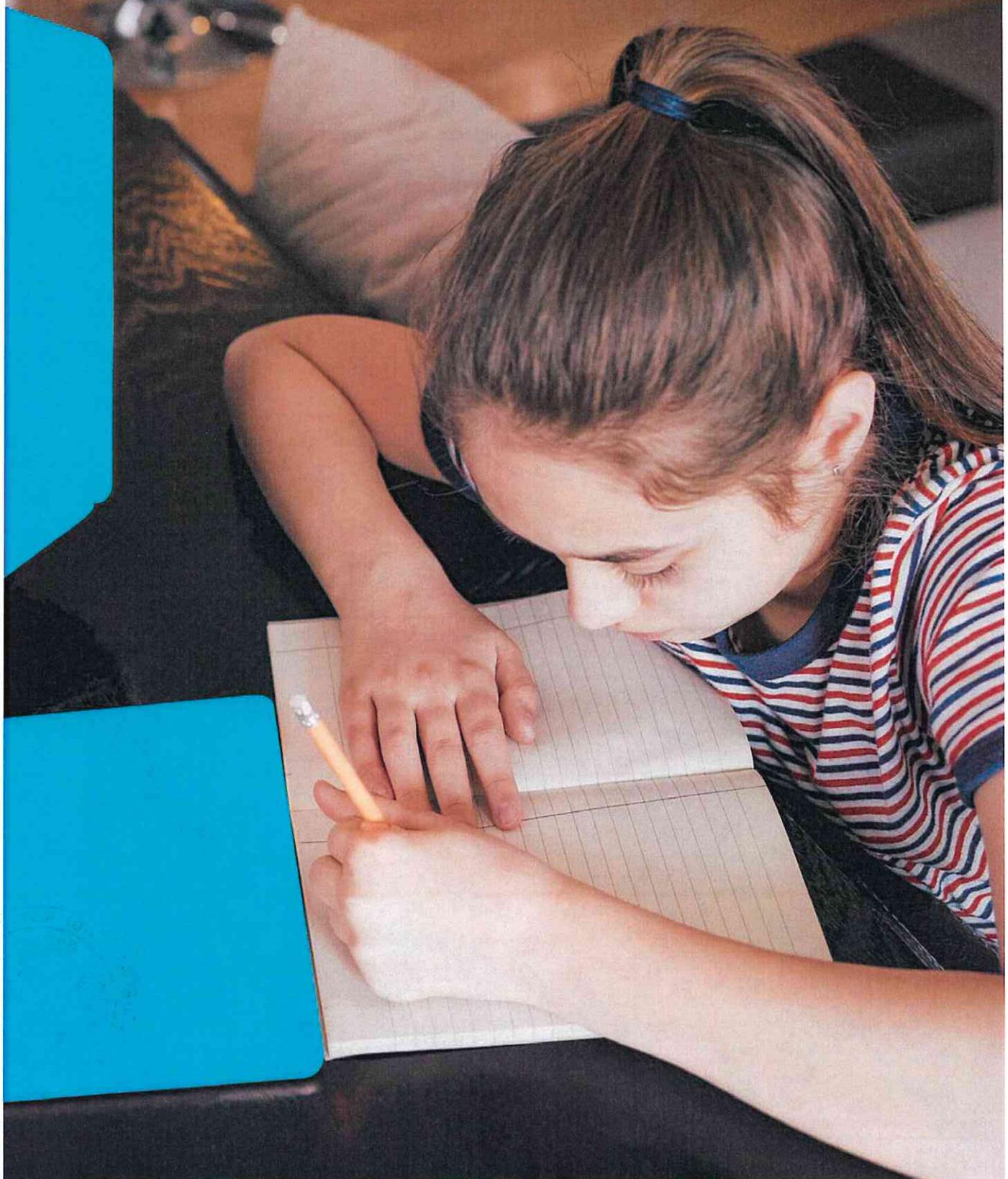
*Business Unit
Ambiente*

***Business Unit
Reti***



5

Risultati consolidati e andamento della gestione



5.1 Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria

Situazione economica

Il perimetro di consolidamento al 31 dicembre 2020 è variato rispetto al precedente esercizio per effetto delle seguenti operazioni:

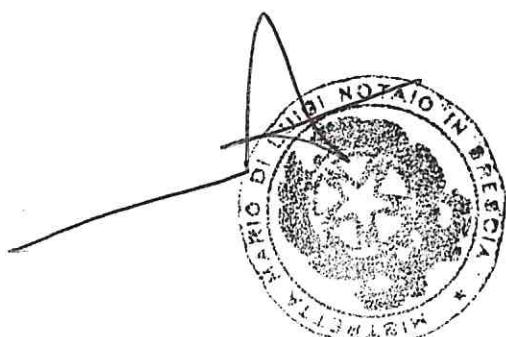
- acquisizione da parte di LGH S.p.A. e consolidamento integrale delle società Agritre S.r.l., Tre Stock S.r.l. e Fragea S.r.l., società attive nel settore della generazione a biomassa;
- acquisizione da parte di A2A Rinnovabili S.p.A. e consolidamento integrale del 100% di Flabrum S.r.l. e di Solar Italy V S.r.l., società operanti nel settore della generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili;
- consolidamento integrale di ASM Energia S.p.A., società operante nel mercato della vendita di gas ed energia elettrica, a partire dal 1° febbraio 2020;
- costituzione da parte di A2A S.p.A. e consolidamento integrale di A2A Telecommunications S.r.l., società di servizi di telecomunicazioni;
- consolidamento integrale del Gruppo AEB a partire dal 1° novembre 2020. Si evidenzia che i valori consolidati recepiscono gli effetti della Purchase Price Allocation, prevista dall'IFRS 3.

Si segnalano, infine, le riclassificazioni nelle voce "Attività non correnti destinate alla vendita" delle seguenti partecipazioni:

- la partecipazione detenuta da A2A Energy Solutions S.r.l. nella società Consul System S.p.A., in precedenza consolidata integralmente, è stata riclassificata, in conseguenza della cessione del 26% delle quote, che si è perfezionata a fine gennaio 2021;
- la partecipazione detenuta da A2A S.p.A. nella società Ge.S.I. S.r.l. in precedenza consolidata secondo il metodo del patrimonio netto, è stata riclassificata in seguito all'esercizio dell'opzione di vendita, sottoscritta in data 23 novembre 2020, dell'intera partecipazione.

Inoltre i dati economici al 31 dicembre 2020 risultano non omogenei rispetto all'esercizio precedente in quanto le operazioni di seguito elencate avevano contribuito solo parzialmente ai risultati 2019:

- in data 4 marzo 2019, A2A Rinnovabili S.p.A., detenuta al 100% da A2A S.p.A., ha portato a termine l'acquisizione della società di progetto Bellariva 07 S.r.l., proprietaria di un impianto fotovoltaico;
- in data 16 aprile 2019, A2A Energy Solutions S.r.l., detenuta al 100% da A2A S.p.A., ha acquisito il 100% di Suncity Energy S.r.l., società attiva nel settore dell'efficienza energetica e dispacciamento;
- in data 20 dicembre 2019, A2A Ambiente S.p.A., detenuta al 100% da A2A S.p.A., ha completato l'acquisizione del 90% di Electrometal S.r.l. e del 100% di Areslab S.r.l., società attive nel mercato del trattamento ed analisi dei rifiuti industriali.



Di seguito si riportano i risultati economici del Gruppo A2A al 31 dicembre 2020, confrontati con i dati dell'anno precedente.

milioni di euro	01 01 2020 31 12 2020	01 01 2019 31 12 2019	Variazioni
Ricavi	6.862	7.324	(462)
di cui:			
- Ricavi di vendita e prestazioni	6.668	7.122	(454)
- Altri ricavi operativi	194	202	(8)
Costi operativi	(4.953)	(5.390)	437
Costi per il personale	(705)	(700)	(5)
Margine Operativo Lordo	1.204	1.234	(30)
Ammortamenti e svalutazioni	(560)	(511)	(49)
Accantonamenti	(94)	(36)	(58)
Risultato Operativo Netto	550	687	(137)
Risultato da transazioni non ricorrenti	-	4	(4)
Oneri netti di gestione finanziaria	(81)	(114)	33
Quota di risultato di società consolidate ad equity	-	4	(4)
Risultato al lordo delle imposte	469	581	(112)
Oneri per imposte sui redditi	(99)	(189)	90
Risultato di attività operative in esercizio al netto delle imposte	370	392	(22)
Risultato netto da attività operative cessate destinate alla vendita	(2)	1	(3)
Risultato di pertinenza di terzi	(4)	(4)	-
Risultato d'esercizio di pertinenza del Gruppo	364	389	(25)

Nel 2020 i **Ricavi** del Gruppo A2A sono risultati pari a 6.862 milioni di euro, in diminuzione del 6,3% rispetto all'anno precedente.

La riduzione ha riguardato prevalentemente il mercato energetico all'ingrosso a seguito sia dei minori prezzi dell'energia elettrica e del gas sia della diminuzione dei volumi venduti del portafoglio industriale gas, i mercati retail gas e teleriscaldamento per il calo dei prezzi unitari e per le minori quantità vendute ai grandi clienti gas e i ricavi relativi alla cessione/gestione dei titoli di efficienza energetica (TEE).

Si segnala invece il contributo positivo delle maggiori vendite retail ai grandi clienti elettricità e l'apporto delle società acquisite nel corso del 2020.

Il **Margine Operativo Lordo** si è attestato a 1.204 milioni di euro, in diminuzione di 30 milioni di euro rispetto al 2019 (-2,4%).

Al netto delle partite non ricorrenti (+13 milioni di euro nel 2020, +42 milioni di euro nell'anno precedente), il Margine operativo lordo ordinario risulta in linea con l'anno precedente (-1 milione di euro).

La tabella che segue ne evidenzia la composizione per Business Unit:

milioni di euro	31 12 2020	31 12 2019	Delta	Delta%
Generazione e Trading	270	301	(31)	(10,3%)
Mercato	220	229	(9)	(3,9%)
Ambiente	282	268	14	5,2%
Reti	456	472	(16)	(3,4%)
Corporate	(24)	(36)	12	(33,3%)
Totale	1.204	1.234	(30)	(2,4%)

Il Margine Operativo Lordo della Business Unit Generazione e Trading è risultato pari a 270 milioni di euro in riduzione di 31 milioni di euro rispetto all'anno precedente. Al netto delle componenti non ricorrenti registrate nei due periodi di confronto (+8 milioni di euro nel 2020 e +14 milioni di euro nel 2019), il Margine Operativo Lordo Ordinario risulta in calo di 25 milioni di euro.

5 Risultati consolidati e andamento della gestione

La variazione è principalmente riconducibile:

- agli effetti negativi, accentuati dalla situazione emergenziale di cui ha risentito il settore della generazione di energia, dovuti allo scenario fortemente penalizzante e alla contrazione della domanda principalmente nella prima parte dell'anno;
- alla diminuzione della produzione idroelettrica;
- all'efficace strategia di hedging;
- all'ottima performance conseguita sul mercato dei servizi ancillari ("MSD")

La flessione di marginalità registrata nei primi nove mesi dell'anno dalla Business Unit Generazione e Trading, determinata dalle dinamiche di consumi e prezzi, è stata fortemente ridimensionata nel quarto trimestre dell'anno sia per l'attenuarsi degli effetti negativi dello scenario energetico, sia per gli ottimi risultati conseguiti sul mercato dei servizi ancillari.

Il Margine Operativo Lordo della Business Unit Mercato si è attestato a 220 milioni di euro (229 milioni di euro al 31 dicembre 2019).

Al netto delle partite non ricorrenti (+6 milioni di euro nel 2020 e +22 milioni di euro nel 2019), il Margine Operativo Lordo Ordinario della Business Unit risulta pari a 214 milioni di euro, in aumento di 7 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente.

La variazione è riconducibile:

- all'aumento del numero di clienti del mercato libero elettrico e gas: 263 mila clienti in più nel segmento mass market rispetto alla fine del 2019, di cui 119 mila relativi al Gruppo AEB.
- alle maggiori vendite dei grandi clienti del mercato elettrico;
- alla maggiore marginalità unitaria delle vendite sul mercato libero elettricità e gas, comprensiva delle componenti regolate a copertura dei costi di commercializzazione;
- alle minori vendite gas ai grandi clienti;
- alla minore marginalità delle attività di "Energy Solutions" conseguente alla contrazione dei ricavi da vendita/cessione di titoli di efficienza energetica (TEE) e alla riclassifica di Consul System S.p.A. tra le società destinate alla vendita (nel 2019 la società aveva registrato circa 4 milioni di euro di margine operativo lordo).

Significativo è stato il contributo della Business Unit Mercato ai risultati del quarto trimestre grazie all'aumento del numero di clienti del mercato libero elettrico e gas, anche per effetto della variazione di perimetro – consolidamento del Gruppo AEB dal 1° novembre 2020.

Nell'ultimo trimestre dell'anno, inoltre, sono venuti meno gli effetti temporanei che avevano penalizzato la marginalità delle attività di efficienza energetica e illuminazione pubblica nei primi nove mesi (slittamento da maggio a novembre dell'approvvigionamento da parte dei distributori obbligati all'annullamento dei Titoli di Efficienza Energetica).

Il Margine Operativo Lordo della Business Unit Ambiente è risultato pari a 282 milioni di euro (268 milioni di euro al 31 dicembre 2019).

Al netto delle partite non ricorrenti (+1 milione di euro nel 2020; sostanzialmente nulle nel 2019), il Margine Operativo Lordo Ordinario della Business Unit risulta pari a 281 milioni di euro in aumento di 13 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente.

Hanno contribuito positivamente al risultato dell'anno sia il comparto del trattamento dei rifiuti urbani (+10 milioni di euro rispetto al 2019) sia quello dei rifiuti industriali (+5 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente) grazie:

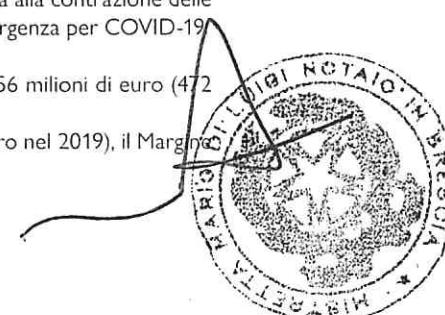
- alle maggiori quantità di energia elettrica prodotta;
- alla positiva dinamica dei prezzi di conferimento (in particolare dei rifiuti assimilabili agli urbani);
- all'aumento dei prezzi di vendita della carta;
- al contributo degli impianti di nuova acquisizioni tramite operazioni di M&A: le linee di trattamento di Electrometal, società attiva nel trattamento e recupero di rifiuti provenienti da differenti processi industriali acquisita a fine 2019, l'impianto di generazione alimentato a biomassa di Agritre acquisito nel mese di febbraio 2020 e, di recente attivazione, l'impianto di recupero della plastica di Muggiano, attivato nel secondo semestre 2019.

Tali effetti positivi hanno più che compensato la riduzione di marginalità determinata dai minori prezzi di cessione dell'energia elettrica prodotta dai termovalorizzatori, la riduzione delle quantità smaltite negli altri impianti di trattamento urbani e i maggiori costi di smaltimento, in particolare delle scorie.

Nel confronto con l'esercizio precedente si segnalano anche la maggiore marginalità realizzata nelle commesse estere – attività di realizzazione degli impianti di trattamento rifiuti ad alta tecnologia, confluente nella Business Unit Ambiente - e una flessione dei risultati nel comparto raccolta dovuta alla contrazione delle attività commerciali e ai maggiori costi entrambi riconducibili alla gestione dell'emergenza per COVID-19.

Il Margine Operativo Lordo della Business Unit Reti nel 2020 è risultato pari a 456 milioni di euro (472 milioni di euro al 31 dicembre 2019).

Al netto delle partite non ricorrenti (+7 milioni di euro nel 2020; +18 milioni di euro nel 2019), il Margine



Operativo Lordo Ordinario della Business Unit risulta pari a 449 milioni di euro in diminuzione di 5 milioni di euro rispetto all'anno precedente.

La variazione della marginalità è riconducibile principalmente:

- nelle reti di distribuzione elettrica e gas (+3 milioni di euro): i minori costi operativi e il consolidamento del Gruppo AEB hanno compensato i minori ricavi ammessi ai fini regolatori;
- nel comparto teleriscaldamento (-10 milioni di euro): scenario energetico negativo che ha caratterizzato l'anno in corso;
- nel ciclo idrico (+4 milioni di euro): maggiori ricavi riconducibili ai recenti incrementi tariffari deliberati dall'Autorità;
- nel comparto Smart City (-2 milioni di euro): conclusione di attività avviate negli anni precedenti relative alla realizzazione di infrastrutture per la posa di cavi in fibra.

Gli **"Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni"** sono pari a 654 milioni di euro (547 milioni di euro al 31 dicembre 2019), di cui 6 milioni di euro derivanti dal consolidamento del Gruppo AEB, e presentano un decremento di 107 milioni di euro.

Gli "Ammortamenti e svalutazioni" risultano pari a 560 milioni di euro (511 milioni di euro al 31 dicembre 2019) di cui 5 milioni di euro derivanti dal consolidamento del Gruppo AEB e registrano un incremento complessivo di 49 milioni di euro.

Gli ammortamenti delle immobilizzazioni immateriali risultano pari a 142 milioni di euro (123 milioni di euro al 31 dicembre 2019). La voce rileva maggiori ammortamenti per 19 milioni di euro di cui 3 milioni di euro derivanti dal consolidamento del Gruppo AEB, 3 milioni di euro relativi al servizio idrico integrato e 13 milioni di euro all'implementazione di sistemi informativi.

Gli ammortamenti delle immobilizzazioni materiali presentano un aumento di 34 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2019 e riguardano:

- maggiori ammortamenti per 2 milioni di euro derivanti dal consolidamento del Gruppo AEB;
- maggiori ammortamenti per 9 milioni di euro correlati al piano di sostituzione contatori elettrici;
- maggiori ammortamenti per 2 milioni di euro per diritti d'uso;
- maggiori ammortamenti per 10 milioni di euro riferiti principalmente agli investimenti entrati in produzione successivamente al 31 dicembre 2019;
- maggiori ammortamenti per 11 milioni di euro conseguenti il ripristino di valore a seguito di Impairment test a fine esercizio 2019 per gli asset relativi agli impianti di Chivasso, Sermide e Mincio;
- maggiori ammortamenti per 4 milioni di euro riferiti al consolidamento, a partire dall'esercizio 2020, di Agritri S.r.l. e Trestock S.r.l., e di Biofor consolidata a partire dal secondo semestre 2019;
- minori ammortamenti per 4 milioni di euro relativi per 3 milioni di euro alla rivisitazione delle vite utili degli impianti di Corteolona, Giussago, Lacchiarella e Cascina Maggiore a seguito del rinnovo delle autorizzazioni e per 1 milione di euro relativo alla rivisitazione della vita utile della Linea 1 del Termovalorizzatore di Parona che verrà sostituita dalla nuova Linea 3.

Le svalutazioni dell'esercizio risultano pari a 5 milioni di euro, di cui 1 milione di euro derivante dal consolidamento del Gruppo AEB, 2 milioni di euro dalla svalutazione effettuata sulla centrale di Monfalcone e 2 milioni di euro dalla svalutazione effettuata sulla discarica di Grottaglie in considerazione delle ridotte capacità reddituali future, a seguito del rigetto del ricorso da parte del Consiglio di Stato verso la sentenza del T.A.R. di Lecce n. 143/2019 e la conseguente conferma dell'annullamento del DD 45/18 che aveva permesso una modifica sostanziale dell'AIA relativa alla discarica con conseguente ripresa dell'attività di smaltimento.

Gli "Accantonamenti per rischi" presentano un effetto netto pari a 64 milioni di euro (21 milioni di euro al 31 dicembre 2019) dovuto agli accantonamenti dell'esercizio per 75 milioni di euro, rettificati dalle eccedenze per 11 milioni di euro, a seguito del venir meno di alcuni contenziosi in essere.

Gli accantonamenti dell'esercizio hanno riguardato per 8 milioni di euro l'accantonamento per canoni di derivazione d'acqua pubblica, per 12 milioni di euro accantonamenti a fondi fiscali, per 2 milioni di euro accantonamenti a fondi spese chiusura e post-chiusura su discariche, per 9 milioni di euro accantonamenti per fondi cause legali e contenziosi del personale, per 44 milioni di euro accantonamenti principalmente relativi al contenzioso sulla Discarica di Grottaglie e da altri accantonamenti per contenziosi in essere. Le eccedenze di fondi rischi ammontano a 11 milioni di euro e si riferiscono per 5 milioni di euro al rilascio di fondi per sovraccanoni di derivazione idroelettrica, per 3 milioni di euro al rilascio di fondi per contenziosi fiscali e ad altri rilasci per 3 milioni di euro.

L'"Accantonamento per rischi su crediti" presenta un valore di 30 milioni di euro (15 milioni di euro al 31 dicembre 2019) di cui 1 milione di euro derivanti dal consolidamento del Gruppo AEB, determinato dall'accantonamento dell'esercizio che risente anche degli effetti della pandemia COVID-19.

Per effetto delle dinamiche sopra esposte, il **"Risultato Operativo Netto"** risulta pari a 550 milioni di euro (687 milioni di euro al 31 dicembre 2019).

5 Risultati consolidati e andamento della gestione

Il “**Risultato da transazioni non ricorrenti**” non presenta alcun valore al 31 dicembre 2020 mentre nel precedente esercizio risultava pari a 4 milioni di euro e si riferiva interamente al badwill derivante dall’acquisizione della partecipazione in Biofor da parte del Gruppo LGH e successivamente fusa in Linea Ambiente.

Gli “**Oneri netti della gestione finanziaria**” sono risultati pari a 81 milioni di euro (114 milioni di euro al 31 dicembre 2019) e presentano un decremento pari a 33 milioni di euro. Tale miglioramento è dovuto principalmente al rifinanziamento a tassi inferiori di obbligazioni scadute. Nel 2019 la voce comprendeva inoltre gli oneri complessivamente sostenuti per l'estinzione anticipata del bond in essere nel Gruppo Talesun.

La “**Quota di risultato di società consolidate ad equity**” non presenta alcun valore al 31 dicembre 2020 mentre risultava positiva per 4 milioni di euro nel precedente esercizio ed era riconducibile principalmente alla valutazione positiva della partecipazione detenuta dal Gruppo LGH nella società ASM Codogno.

Gli “**Oneri per imposte sui redditi**” nell'esercizio in esame sono risultati pari a 99 milioni di euro (189 milioni di euro al 31 dicembre 2019). Tale posta accoglie, tra le differenze di imposte degli esercizi precedenti, imposte positive per 51 milioni di euro per effetto della deducibilità della minusvalenza sulla cessione della partecipazione nella società EPCG.

Il “**Risultato netto da attività operative cessate/destinate alla vendita**” risulta negativo e pari a 2 milioni di euro e si riferisce alla cessione delle quote azionarie, pari al 4,16% del capitale sociale di Ascopiave S.p.A., al netto dei dividendi incassati. Nel precedente esercizio la voce era pari ad 1 milione di euro e si riferiva all'incasso di dividendi ed al provento di attualizzazione per adeguare il valore al fair value della partecipazione che era detenuta in EPCG.

Il “**Risultato d'esercizio di pertinenza del Gruppo**”, dedotto il risultato di pertinenza di terzi azionisti pari a 4 milioni di euro, è risultato positivo e pari a 364 milioni di euro (positivo per 389 milioni di euro al 31 dicembre 2019).

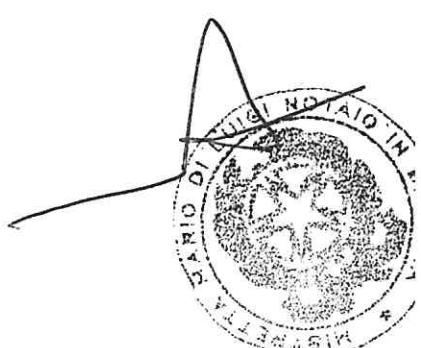
Situazione patrimoniale e finanziaria

Si segnala che il perimetro di consolidamento al 31 dicembre 2020 è variato rispetto al 31 dicembre 2019 per le seguenti operazioni:

- acquisizione da parte di LGH S.p.A. e consolidamento integrale delle società Agritre S.r.l., Tre Stock S.r.l. e Fragea S.r.l., società attive nel settore della generazione a biomassa;
- acquisizione da parte di A2A Rinnovabili S.p.A. e consolidamento integrale del 100% di Flabrum S.r.l. e di Solar Italy V S.r.l., società operanti nel settore della generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili;
- consolidamento integrale di ASM Energia S.p.A., società operante nel mercato della vendita di gas ed energia elettrica, a partire dal 1° febbraio 2020;
- costituzione da parte di A2A S.p.A. e consolidamento integrale di A2A Telecommunications S.r.l., società di servizi di telecomunicazioni;
- consolidamento integrale del Gruppo AEB a partire dal 1° novembre 2020. Si evidenzia che i valori consolidati recepiscono gli effetti della Purchase Price Allocation, prevista dall'IFRS 3.

Si segnalano, infine, le riclassificazioni nella voce “Attività non correnti destinate alla vendita” delle seguenti partecipazioni:

- la partecipazione detenuta da A2A Energy Solutions S.r.l. nella società Consul System S.p.A., in precedenza consolidata integralmente, è stata riclassificata, in conseguenza della cessione del 26% delle quote, che si è perfezionata a fine gennaio 2021;
- la partecipazione detenuta da A2A S.p.A. nella società Ge.S.I. S.r.l. in precedenza consolidata secondo il metodo del Patrimonio netto, è stata riclassificata in previsione dell'esercizio dell'opzione di vendita, sottoscritto in data 23 novembre 2020, dell'intera partecipazione.



milioni di euro	31 12 2020	31 12 2019	Variazioni
CAPITALE INVESTITO			
Capitale immobilizzato netto	7.067	6.470	597
- Immobilizzazioni materiali	5.162	4.869	293
- Immobilizzazioni immateriali	2.737	2.379	358
- Partecipazioni e altre attività finanziarie non correnti (*)	32	45	(13)
- Altre attività/passività non correnti (*)	(99)	(117)	18
- Attività/passività per imposte anticipate/differite	265	277	(12)
- Fondi rischi, oneri e passività per discariche	(752)	(676)	(76)
- Benefici a dipendenti	(278)	(307)	(29)
di cui con contropartita il Patrimonio netto	(94)	(114)	(20)
Capitale Circolante Netto e Altre attività/passività correnti	507	335	172
Capitale Circolante Netto:	617	555	62
- Rimanenze	139	184	(45)
- Crediti commerciali	2.030	1.852	178
- Debiti commerciali	(1.552)	(1.481)	(71)
Altre attività/passività correnti:	(110)	(220)	110
- Altre attività/passività correnti (*)	(181)	(277)	96
- Attività per imposte correnti/debiti per imposte	71	57	14
di cui con contropartita il Patrimonio netto	7	(21)	(28)
Attività/Passività destinate alla vendita (*)	14	-	14
di cui con contropartita il Patrimonio netto	-	-	-
TOTALE CAPITALE INVESTITO	7.588	6.805	783
FONTI DI COPERTURA			
Patrimonio netto	4.116	3.651	465
Total posizione finanziaria oltre l'esercizio successivo	3.907	3.294	613
Total posizione finanziaria entro l'esercizio successivo	(435)	(140)	(295)
Totale Posizione finanziaria netta	3.472	3.154	318
di cui con contropartita il Patrimonio netto	31	24	7
TOTALE FONTI	7.588	6.805	783

(*) Al netto dei saldi inclusi nella Posizione finanziaria netta.

Capitale immobilizzato netto

Il **“Capitale immobilizzato netto”**, è pari a 7.067 milioni di euro e risulta in aumento di 597 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2019.

Le variazioni intervenute sono di seguito dettagliate:

- le Immobilizzazioni Materiali, presentano una variazione in aumento pari a 293 milioni di euro corrispondente a:
 - investimenti effettuati pari a 451 milioni di euro dovuti agli interventi sugli impianti di trattamento rifiuti e di termovalorizzazione, sulle centrali termoelettriche e idroelettriche e sugli impianti di energia da fonti rinnovabili per 210 milioni di euro, ad interventi di sviluppo e mantenimento degli impianti di distribuzione di energia elettrica, l'ampliamento e il rifacimento della rete in media e bassa tensione, nonché all'installazione dei nuovi contatori elettronici per 110 milioni di euro, allo sviluppo delle reti di teleriscaldamento per 50 milioni di euro, all'acquisizione di mezzi mobili per la raccolta dei rifiuti e altre attrezzature per 28 milioni di euro, ad investimenti orientati allo sviluppo del piano di efficienza energetica per 24 milioni di euro, ad interventi sulla rete in fibra ottica e di trasporto gas per 14 milioni di euro, nonché ad interventi su fabbricati per 15 milioni di euro;
 - primo consolidamento delle società acquisite nel corso dell'esercizio che ha comportato un incremento di 192 milioni di euro;
 - incremento netto per altre variazioni pari a 72 milioni di euro dovuto ad incrementi del fondo decommissioning e spese chiusura e post chiusura discariche per 46 milioni di euro, ad incrementi dei diritti d'uso in applicazione del principio contabile IFRS 16 per 20 milioni di euro, anticipi acconti a fornitori per 3 milioni di euro, riclassifiche da immobilizzazioni immateriali ad immobilizzazioni materiali per 4 milioni di euro ed a decrementi, per 1 milione di euro, a seguito di riclassifiche ad altre poste di bilancio;
 - diminuzione di 5 milioni di euro a seguito degli smobilizzi dell'esercizio al netto del relativo fondo di ammortamento;
 - diminuzione di 4 milioni di euro per svalutazioni effettuate nel corso dell'esercizio;
 - riduzione di 413 milioni di euro imputabile agli ammortamenti dell'esercizio;
- le Immobilizzazioni Immateriali, mostrano una variazione in aumento di 358 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2019 attribuibile a:
 - investimenti effettuati pari a 287 milioni di euro, dovuti all'implementazione di sistemi informativi per 110 milioni di euro, ad interventi di sviluppo e mantenimento degli impianti dell'area distribuzione gas per 98 milioni di euro, a lavori sulla rete di trasporto e distribuzione dell'acqua, reti fognarie e impianti di depurazione per 69 milioni di euro, ad altri investimenti residuali per 10 milioni di euro;
 - primo consolidamento delle società acquisite nel corso dell'esercizio che ha comportato un incremento di 248 milioni di euro;
 - decremento netto di 28 milioni di euro per altre variazioni, dovute al decremento dei certificati ambientali del portafoglio industriale per 15 milioni di euro ed al decremento per 13 milioni di euro per riclassifica ad altre poste di bilancio;
 - diminuzione per 6 milioni di euro (al netto del relativo fondo di ammortamento) dovuti per 2 milioni di euro alla cessione a Italgas Reti S.p.A. del ramo d'azienda relativo alla gestione della rete e del servizio di distribuzione di gas naturale nei comuni ricadenti nell'ambito territoriale (Atem) "Alessandria 4" e per 4 milioni di euro relativi agli smobilizzi dell'esercizio;
 - diminuzione per 1 milione di euro riguardante svalutazioni effettuate nel corso dell'esercizio;
 - riduzione di 142 milioni di euro imputabile agli ammortamenti dell'esercizio;
- le Partecipazioni e le Altre Attività Finanziarie non correnti ammontano a 32 milioni di euro, in diminuzione di 13 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2019 in conseguenza della variazione del metodo di consolidamento di ASM Energia S.p.A. e di Gelsia Ambiente S.r.l., alla riclassificazione nelle "Attività non correnti destinate alla vendita" della partecipazione in Ge.S.I. S.r.l., in parte compensata dagli investimenti effettuati in start-up innovative tramite progetti di Corporate Venture Capital e dall'incasso di dividendi da partecipazioni collegate;
- le Altre Attività e Passività non correnti presentano un incremento pari a 18 milioni di euro riconducibili alla riclassifica a breve termine di alcuni debiti per prezzi differiti derivanti dalle acquisizioni effettuate nel settore fotovoltaico, al netto di altre variazioni in diminuzione per 2 milioni di euro;
- le Attività per imposte anticipate ammontano a 265 milioni di euro (277 milioni di euro al 31 dicembre 2019) e presentano un decremento pari a 12 milioni di euro;
- i Fondi rischi, oneri e passività per discariche registrano una variazione in aumento, al netto degli effetti dei primi consolidamenti per 25 milioni di euro, pari a 51 milioni di euro. La movimentazione dell'esercizio è dovuta ad utilizzi dell'esercizio per 51 milioni di euro relativi al sostenimento di costi decommissioning e discariche per 28 milioni di euro, alla conclusione di alcuni contenziosi legali per 3 milioni di euro e ulteriori utilizzi per 20 milioni di euro. Si evidenziano, inoltre, una variazione in aumento derivante dagli accantonamenti netti dell'esercizio per 64 milioni di euro ed altre variazioni in aumento per 38 milioni di euro, a seguito di alcune nuove perizie nonché dell'aggiornamento delle perizie esistenti e dei tassi di attualizzazione utilizzati per le stime degli oneri futuri di smantellamento e ripristino;



- i Benefici a dipendenti, presentano una variazione in diminuzione per 29 milioni di euro, riferita alle erogazioni dell'anno, ai versamenti ai fondi previdenziali ed alle valutazioni attuariali, al netto degli accantonamenti dell'esercizio.

Capitale Circolante Netto e Altre attività/passività correnti

Il **“Capitale Circolante Netto”**, definito quale somma algebrica fra crediti commerciali, rimanenze finali e debiti commerciali ammonta a 617 milioni di euro, in incremento per 62 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2019. Le poste principali sono di seguito commentate:

- le “Rimanenze” sono pari a 139 milioni di euro (184 milioni di euro al 31 dicembre 2019), al netto del relativo fondo obsolescenza per 20 milioni di euro, in aumento di 2 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2019. La variazione in diminuzione è riconducibile all'effetto combinato della riduzione per 41 milioni di euro dello stock di combustibili (gas e gasolio), della riduzione delle giacenze di carbone presso terzi per 11 milioni di euro e di altre variazioni in diminuzione, pari a 1 milione di euro, relative alle giacenze di materiali e di certificati bianchi di trading. Gli effetti derivanti dai primi consolidamenti dell'esercizio risultano pari a 8 milioni di euro;
- i “Crediti commerciali” risultano pari a 2.030 milioni di euro (1.852 milioni di euro al 31 dicembre 2019), con un incremento pari a 178 milioni di euro, di cui 85 milioni di euro riconducibile ai primi consolidamenti dell'esercizio.
- il “Fondo rischi su crediti”, calcolato in ottemperanza al principio IFRS 9, è pari a 130 milioni di euro e presenta un incremento netto di 22 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2019, di cui 16 milioni di euro riconducibili agli effetti derivanti dai primi consolidamenti.
- i “Debiti commerciali” risultano pari a 1.552 milioni di euro e presentano una variazione in aumento per 71 milioni di euro.
- le “Altre attività/passività correnti” presentano un decremento netto pari a 110 milioni di euro riconducibile a:
 - incremento netto dei crediti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali per 67 milioni di euro;
 - incremento netto del credito verso l'erario per IVA, accise ed altre imposte indirette per 60 milioni di euro;
 - incremento netto delle attività per strumenti derivati per 32 milioni di euro, in conseguenza della variazione della valutazione a fair value al termine dell'esercizio e delle quantità coperte;
 - incremento delle altre passività correnti riconducibile alla riclassifica a breve termine di alcuni debiti per prezzi differenti derivanti dalle acquisizioni effettuate nel settore fotovoltaico, per 19 milioni di euro;
 - decremento dei crediti per anticipi a fornitori, che a fine dicembre 2019 comprendevano gli anticipi per l'acquisto di carbone, per 12 milioni di euro;
 - incremento dei debiti verso il personale per 11 milioni di euro;
 - altre variazioni in diminuzione per 7 milioni di euro.

Le **“Attività/Passività destinate alla vendita”** risultano positive e pari a 14 milioni di euro al 31 dicembre 2020 e si riferiscono per 11 milioni di euro alla riclassificazione secondo l'IFRS 5 delle attività e passività della società Consul System S.p.A., in conseguenza della cessione del 26% delle quote che si è perfezionata a fine gennaio 2021 e per 3 milioni di euro alla riclassificazione della partecipazione in Ge.S.I. S.r.l., in seguito all'esercizio dell'opzione di vendita della partecipazione.

Il **“Capitale investito”** consolidato al 31 dicembre 2020 ammonta a 7.588 milioni di euro e trova copertura nel Patrimonio netto per 4.116 milioni di euro e nella Posizione finanziaria netta per 3.472 milioni di euro.

Patrimonio netto

Il **“Patrimonio netto”**, pari a 4.116 milioni di euro, presenta una movimentazione positiva per complessivi 465 milioni di euro.

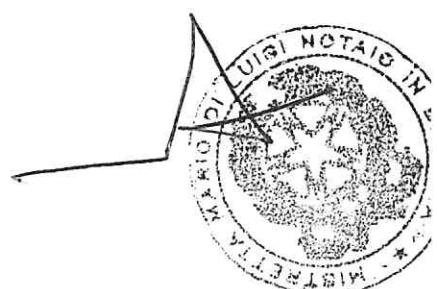
Alla variazione positiva ha contribuito il risultato dell'esercizio per 368 milioni di euro (364 milioni di euro di competenza del Gruppo e 4 milioni di euro di competenza delle minoranze), compensato dalla distribuzione di dividendi per 241 milioni di euro. Si evidenziano inoltre una valutazione positiva dei derivati cash flow hedge e riserve IAS 19 per 32 milioni di euro.

L'effetto positivo sul Patrimonio di Gruppo derivante dalla variazione del perimetro di consolidamento è pari a 321 milioni di euro, di cui 217 milioni di euro di competenza di terzi.

La **“Posizione Finanziaria Netta di Consolidato”** al 31 dicembre 2020 risulta pari a 3.472 milioni di euro (3.154 milioni di euro a fine 2019). Escludendo le variazioni di perimetro intervenute nell'anno in corso, la Posizione Finanziaria Netta si attesta a 3.327 milioni di euro, registrando un assorbimento di cassa pari a 173 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2019, dopo investimenti per 738 milioni di euro e dividendi per 241 milioni di euro.

5 Risultati consolidati e andamento della gestione

milioni di euro	01 12 2020 31 12 2020	01 12 2019 31 12 2019
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA ALL'INIZIO DELL'ESERCIZIO	(3.154)	(3.022)
Apporto primi consolidamenti	(85)	(3)
Prima applicazione IFRS 16	-	(109)
Nuovi contratti IFRS 16	(20)	(21)
Risultato netto	368	393
Imposte di competenza dell'esercizio	99	189
Interessi netti di competenza dell'esercizio	81	114
Plusvalenze/minusvalenze dell'esercizio	4	-
Ammortamenti	555	502
Svalutazioni/smobilizzi di immobilizzazioni materiali e immateriali	16	18
Accantonamenti netti dell'esercizio	94	36
Risultato da partecipazioni valutate a equity	-	(4)
Svalutazioni di attività destinate alla vendita	-	-
Interessi netti pagati	(80)	(100)
Imposte nette pagate	(123)	(235)
Dividendi pagati	(256)	(232)
Variazioni crediti verso clienti	(123)	(76)
Variazioni debiti verso fornitori	25	61
Variazioni rimanenze	53	3
Altre variazioni del capitale circolante netto	(116)	31
Flussi finanziari netti da attività operativa	597	700
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(738)	(627)
Investimenti in partecipazioni e titoli	(139)	(56)
Apporto disponibilità liquide primi consolidamenti	36	3
Cessioni di immobilizzazioni e partecipazioni	38	-
Dividendi incassati da partecipazioni	1	-
Flussi finanziari netti da attività di investimento	(802)	(680)
Free cash flow	(205)	20
Altre variazioni	(1)	(14)
Variazioni delle attività/passività finanziarie con contropartita il Patrimonio netto	(7)	(5)
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA ALLA FINE DELL'ESERCIZIO	(3.472)	(3.154)



5.2 Eventi di rilievo nel corso dell'esercizio

Partnership industriale tra A2A S.p.A. e Ambiente Energia Brianza S.p.A.

In data 27 gennaio 2020, i Consigli di Amministrazione di A2A S.p.A. e di Ambiente Energia Brianza S.p.A. (AEB) hanno definito il percorso di studio di fattibilità per la realizzazione del progetto di partnership territoriale che coinvolge le due Multi-utility lombarde, ponendo le basi per la creazione di un nuovo soggetto industriale seguendo il modello della Multi-utility dei Territori.

I Gruppi A2A e AEB, proseguendo nel percorso comunicato il 17 ottobre 2019 ed il 20 dicembre 2019, hanno completato positivamente la fase di studio della partnership industriale con l'approvazione da parte dei Consigli di Amministrazione di Unareti S.p.A. (controllata al 100% da A2A) e di AEB S.p.A. di un progetto di aggregazione da realizzarsi attraverso un'operazione di scissione parziale di Unareti in favore della beneficiaria AEB. Tale progetto è stato approvato anche dalle rispettive assemblee dei soci in data 30 aprile 2020.

In data 26 giugno 2020 il TAR di Milano ha depositato due ordinanze che sospendono l'efficacia della delibera del 20 aprile 2020 con la quale il Comune di Seregno aveva approvato l'operazione di aggregazione territoriale ed ha fissato al 2 dicembre 2020 l'udienza in merito. I ricorrenti hanno evidenziato presunti vizi dell'operazione chiedendo al Tribunale di sospendere l'efficacia della delibera del Comune, per prevenire la conclusione dell'operazione già approvata dalle assemblee delle società. Le società ricorreranno al Consiglio di Stato per confermare la legittimità dell'operazione.

In data 22 ottobre 2020 l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato ha comunicato la propria autorizzazione all'integrazione industriale territoriale tra A2A S.p.A. e Ambiente Energia Brianza S.p.A. - AEB (la multi-utility della Brianza, con soci pubblici costituiti da numerosi Comuni dell'area, e con il Comune di Seregno quale capofila), subordinatamente all'implementazione di determinati impegni.

A valle di tale autorizzazione in data 27 ottobre 2020 A2A e Ambiente Energia Brianza (AEB) hanno proceduto ad implementare il percorso di integrazione industriale territoriale, sottoscrivendo l'atto di scissione per il perfezionamento dell'operazione, con efficacia prevista per il 1° novembre 2020.

AEB ha visto l'ingresso nel proprio capitale sociale di A2A con una quota pari al 34%, mentre i Comuni soci manterranno la maggioranza delle azioni, con il ruolo di capofila al Comune di Seregno, con circa il 37%. L'aggregazione permetterà di rinforzare la competitività e la vocazione territoriale di AEB, garantendo una crescita sostenibile e duratura nel tempo. Sono previsti concreti e significativi benefici industriali: rafforzamento della capacità competitiva di AEB, migliore accesso al credito e rinforzata capacità di investimento, sinergie commerciali e operative, sharing di piattaforme e knowhow per nuovi servizi innovativi.

Il Piano Industriale definito congiuntamente da AEB e A2A, parte integrante degli accordi, individuerà i principali driver per lo sviluppo organico dei business presidiati (illuminazione pubblica e vendita energia elettrica e gas), nell'aggiudicazione delle gare gas negli ambiti strategici e nello sviluppo di nuovi business (efficienza energetica, smart city, e-mobility). Il Piano traguarda obiettivi importanti con investimenti superiori a 300 milioni di euro in 5 anni, di cui oltre 190 milioni di euro nei territori dei Comuni soci. L'EBITDA per AEB si aggira intorno ai 50 milioni di euro mentre a livello di governance il progetto assicurerà ai soci pubblici il diritto di designare Presidente e Vice Presidente della società; A2A avrà un ruolo di direzione e coordinamento su AEB, oltre alla nomina dell'Amministratore Delegato.

Con Provvedimento n. 28406 del 20 ottobre 2020, a chiusura del Procedimento C12294 – A2A/AEB, l'AGCM ha deliberato la clearance, soggetta ad impegni, dell'operazione di acquisto di AEB da parte di A2A S.p.A..

5 Risultati consolidati e andamento della gestione

Accordo tra Italgas e A2A per la cessione reciproca di alcuni asset al fine di rafforzare i propri core business

In data 31 gennaio 2020 si è perfezionata, a seguito del verificarsi delle condizioni sospensive previste, l'operazione annunciata ad ottobre 2019 tra Italgas Reti (Gruppo Italgas) ed A2A Calore & Servizi (Gruppo A2A).

In particolare, Italgas Reti ha ceduto ad A2A Calore & Servizi l'insieme delle attività di teleriscaldamento gestite nel comune di Cologno Monzese (Milano); contestualmente, Unareti ha ceduto ad Italgas Reti le attività di distribuzione del gas naturale gestite in sette Comuni appartenenti all'ATEM Alessandria 4.

L'impianto del teleriscaldamento di Cologno Monzese è costituito da una rete di distribuzione di oltre 8 chilometri e serve 52 sottostazioni di scambio termico con vendite di calore per circa 26,1 GWh.

Le sette reti di distribuzione del gas nei Comuni di Castelnuovo Scrivia, Pecetto di Valenza, Bassignana, Rivarone, Guazzora, Montecastello e Pietra Marazzi si estendono complessivamente per oltre 140 chilometri e servono circa 4.200 utenze.

A2A S.p.A.: operazione Ascopiave S.p.A.

In data 31 gennaio 2020, A2A S.p.A. ha acquisito n. 9.758.767 azioni di Ascopiave S.p.A. pari a una quota del 4,16% del capitale sociale.

In data 18 giugno 2020, a seguito del venir meno dei presupposti strategici sulla base dei quali l'operazione era stata realizzata, A2A ha ceduto n° 4.688.231 azioni di Ascopiave S.p.A. ad un prezzo di 3,905 euro ciascuna, pari ad una quota del 2% del capitale sociale. Il Gruppo A2A ha, inoltre, esercitato il diritto di riacquisto per il restante 2,16% in possesso.

LGH acquisisce l'impianto a biomassa Agritre

Linea Group Holding S.p.A., in data 27 febbraio 2020, ha sottoscritto l'accordo per l'acquisizione dell'impianto di generazione alimentato a biomassa Agritre, situato a Sant'Agata di Puglia (Foggia).

L'impianto, che ha una capacità installata di 25.2 MW ed è una delle più grandi centrali energetiche a biomasse in Italia, è alimentato esclusivamente da biomassa solida di origine vegetale vergine rappresentata prevalentemente da paglia di cereali, principale sottoprodotto agricolo disponibile in provincia di Foggia, oltre che da potature arboree e altri residui agroforestali presenti nel territorio. L'impianto è in grado di colmare il fabbisogno energetico di oltre 46.000 famiglie, inducendo benefici all'ambiente e all'economia locale; la produzione di energia elettrica si attesta a circa 184.000 MWh annui.

Gruppo A2A: approvati i risultati 2019

In data 19 marzo 2020, il Consiglio di Amministrazione di A2A S.p.A., ha approvato i progetti di bilancio e la Relazione finanziaria annuale consolidata al 31 dicembre 2019.

I Ricavi salgono a quota 7,3 miliardi di euro in aumento del 13% rispetto all'esercizio precedente.

Il Margine Operativo Lordo e l'Utile Netto risultano in crescita, rispettivamente a 1.234 milioni di euro (in linea con l'esercizio 2018) e 389 milioni di euro (+13% rispetto all'esercizio 2018).

Gli investimenti sono in forte crescita a 627 milioni di euro, in aumento del 25% rispetto all'esercizio precedente con una Posizione Finanziaria Netta pari a 3.154 milioni di euro. Il rapporto PFN/EBITDA si attesta a 2,56X.

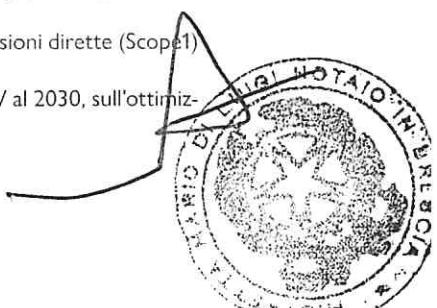
Il Consiglio di Amministrazione propone all'Assemblea degli azionisti un dividendo di 0,0775 euro per azione, in crescita del 10,7% rispetto all'esercizio precedente.

A2A ridurrà del 46% le emissioni di gas a effetto serra entro il 2030

In data 26 marzo 2020 il Gruppo A2A risulta la prima multiutility in Italia ad aver ottenuto la validazione del target delle emissioni da parte di Science Based Targets initiative (SBTi). Tale iniziativa nasce dalla collaborazione tra il CDP (Carbon Disclosure Project), il Global Compact delle Nazioni Unite (UNGC), il World Resources Institute (WRI) e il World Wide Fund for Nature (WWF) per verificare l'allineamento dei target di decarbonizzazione delle imprese con le indicazioni dell'Accordo di Parigi (COP21).

Il percorso di decarbonizzazione prevede, al 2030, una riduzione del 46% delle emissioni dirette (Scope1) di gas effetto serra per chilowattora prodotto, rispetto al 2017.

L'obiettivo si basa sullo sviluppo di nuova capacità rinnovabile, pari almeno a 1,6 GW al 2030, sull'ottimizzazio-



zazione degli impianti a gas a ciclo combinato e sulla dismissione e riconversione delle centrali convenzionali a carbone e olio combustibile.

Negli impegni si annovera anche la riduzione del 100% delle emissioni Scope2 entro il 2024, ed una riduzione del 20% delle emissioni indirette Scope3 entro il 2030 collegate all'acquisto di combustibili per i propri impianti e alle vendite di gas ai clienti finali.

A2A accelera ulteriormente sul percorso di decarbonizzazione

In data 16 aprile 2020, il Gruppo A2A rende noto di aver accelerato il percorso di decarbonizzazione del sistema energetico, abbandonando sin da subito l'utilizzo del carbone alla Centrale Lamarmora di Brescia.

Questa importante decisione renderà la stagione termica 2020/2021 la prima senza carbone in larghissimo anticipo rispetto alle indicazioni del Piano Nazionale Integrato Energia e Clima del MiSE, che ha sollecitato l'uscita dal carbone in Italia nel 2025.

L'addio al carbone si inserisce nel piano di investimenti da 105 milioni di euro varato per sostituire il calore prodotto dalla Centrale Lamarmora attraverso combustibili fossili (ovvero carbone e gas) con fonti più "green" e a migliorare complessivamente le prestazioni ambientali.

Le principali azioni del piano prevedono presso la Centrale Lamarmora i seguenti investimenti: accumuli termici per il teleriscaldamento, campo solare, potenziamento DeNox e recupero calore dai fumi di termoutilizzazione.

Gli investimenti attualmente in corso per la Centrale Lamarmora e il termoutilizzatore si aggiungono ai 140 milioni di euro stanziati tra il 2005 e il 2017 e finalizzati al continuo aggiornamento degli impianti del sistema energetico bresciano.

ENI ed A2A: Partnership per la gestione dei rifiuti industriali

Eni, attraverso la società ambientale Eni Rewind, e A2A Ambiente hanno siglato un Memorandum of Understanding nell'ambito delle migliori pratiche di economia circolare per l'avvio di una collaborazione per la gestione di rifiuti speciali di natura industriale, l'ottimizzazione dei processi e l'individuazione di innovative soluzioni impiantistiche "End-to-End".

A valle del positivo completamento delle attività previste dall'accordo, Eni Rewind e A2A Ambiente valuteranno un piano di iniziative comuni nel settore dei rifiuti industriali atto a colmare le attuali carenze gestionali e infrastrutturali che caratterizzano il contesto italiano ed europeo.

A2A S.p.A.: Assemblea ordinaria

In data 13 maggio 2020, l'Assemblea dei Soci ordinaria di A2A S.p.A. ha approvato il bilancio 2019.

Si è approvata, inoltre, la proposta del Consiglio di Amministrazione di distribuire un dividendo per azione ordinaria pari a 0,0775 euro.

Viene nominato, inoltre, per 3 esercizi, con il meccanismo del voto di lista, il Consiglio di Amministrazione costituito dai seguenti 12 componenti: Marco Emilio Angelo Patuano - Presidente; Giovanni Comboni - Vice Presidente; Renato Mazzoncini; Federico Maurizio d'Andrea; Fabio Lavini; Stefania Bariatti; Maria Grazia Speranza; Gaudiana Giusti e Christine Perrotti (tratti dalla lista presentata congiuntamente dagli azionisti di maggioranza Comune di Brescia e Comune di Milano, titolari complessivamente di una partecipazione pari al 50,000000112% circa del capitale sociale) Vincenzo Cariello, Secondina Giulia Ravera e Luigi De Paoli (tratti dalla lista presentata congiuntamente da un gruppo di azionisti di minoranza costituito da società di gestione del risparmio ed investitori istituzionali, titolari complessivamente di una partecipazione pari al 2,33325% circa del capitale sociale).

Nominato per tre esercizi, con il meccanismo del voto di lista, il Collegio Sindacale costituito dai seguenti 3 componenti effettivi e 2 componenti supplenti: Chiara Segala - Sindaco Effettivo; Maurizio Leonardo Lombardi - Sindaco Effettivo e Antonio Passantino - Sindaco Supplente (tratti dalla lista presentata congiuntamente dagli azionisti di maggioranza Comune di Brescia e Comune di Milano, titolari complessivamente di una partecipazione pari al 50,000000112% circa del capitale sociale) Giacinto Gaetano Sarubbi - Presidente e Patrizia Tettamanzi - Sindaco Supplente (tratti dalla lista presentata congiuntamente da un gruppo di azionisti di minoranza costituito da società di gestione del risparmio ed investitori istituzionali, titolari complessivamente di una partecipazione pari al 2,33325% circa del capitale sociale).

5 Risultati consolidati e andamento della gestione

Gruppo A2A: Cessazione del rapporto di lavoro con il dottor Luca Valerio Camerano

In data 14 maggio 2020, A2A S.p.A. ha comunicato di aver raggiunto un accordo per la risoluzione consensuale del rapporto di lavoro con il Dottor Luca Valerio Camerano, con effetto 31 maggio 2020. Nell'ambito di tale accordo il Dottor Camerano ha rinunciato a far data dal 14 maggio 2020 al ruolo di Direttore Generale e ad ogni delega e potere conferitogli.

A2A S.p.A.: Consiglio di Amministrazione

In data 14 maggio 2020, si è riunito per la prima volta sotto la Presidenza di Marco Emilio Angelo Patuano il Consiglio di Amministrazione di A2A S.p.A. nominato dall'Assemblea dei Soci del 13 maggio 2020. Il Consiglio ha nominato Renato Mazzoncini quale Amministratore Delegato e Direttore Generale della Società.

Il Consiglio ha conferito al Presidente l'incarico di curare, in coordinamento con l'Amministratore Delegato per quanto di competenza di quest'ultimo, le relazioni istituzionali e le relazioni esterne ad esse connesse, nonché di promuovere operazioni straordinarie di aggregazione territoriale. All'Amministratore Delegato e Direttore Generale sono stati attribuiti ampi poteri per la gestione ordinaria e per l'elaborazione di proposte per operazioni straordinarie della Società.

Il Consiglio di Amministrazione ha, altresì, provveduto alla nomina dei seguenti tre Comitati, indicandone i componenti e precisamente:

- Comitato Controllo e Rischi: Luigi De Paoli (Presidente), Federico Maurizio d'Andrea, Gaudiana Giusti e Christine Perrotti;
- Comitato per la Remunerazione e le Nomine: Secondina Giulia Ravera (Presidente), Stefania Bariatti e Giovanni Comboni;
- Comitato per la Sostenibilità e il Territorio: Marco Emilio Angelo Patuano (Presidente), Vincenzo Cariello, Fabio Lavini e Maria Grazia Speranza.

A2A S.p.A.: assunzione delibera quadro per emissione prestiti obbligazionari

In data 18 giugno 2020, il Consiglio di Amministrazione di A2A S.p.A. ha assunto una delibera quadro che ha autorizzato l'emissione di uno o più prestiti obbligazionari non subordinati, non garantiti e non convertibili, a valere sul proprio Programma EMTN da 4 miliardi di euro costituito nel 2012 e in corso di rinnovo, sino a un massimo complessivo di 1 miliardo di euro, entro il 30 aprile 2023.

Le emissioni dei prestiti obbligazionari, che potranno, se del caso, anche essere green bond o sustainability linked bond, saranno destinate, tra l'altro, per finanziare e/o rifinanziare gli investimenti del Gruppo e/o per mantenere idonei livelli di liquidità, nonché essere utilizzati per una o più operazioni di liability management.

Gruppo A2A: Nomina vertici del “Banco dell'energia Onlus”

In data 3 luglio 2020 si è riunito il Consiglio dei Promotori del Banco dell'energia Onlus che ha nominato Marco Patuano, Presidente e Renato Mazzoncini, Consigliere.

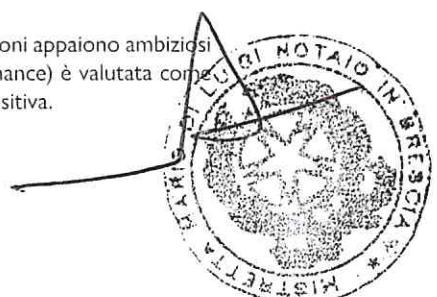
Il Banco dell'energia Onlus è un ente senza scopo di lucro, promosso da A2A e dalle Fondazioni Aem e ASM, con l'obiettivo di raccogliere fondi per sostenere le famiglie che si trovano in situazione di difficoltà economica e sociale.

A2A S.p.A.: Standard Ethics ha confermato il rating “EE”

Standard Ethics, agenzia di rating indipendente che misura la sostenibilità delle imprese, ha assegnato ad A2A per il secondo anno consecutivo il rating “EE”, che corrisponde a “strong”.

Secondo il giudizio di Standard Ethics infatti, A2A è fra le società europee del settore che meglio interpretano il percorso di decarbonizzazione, così come delineato dall'Accordo di Parigi sul contenimento dei cambiamenti climatici e dalle successive politiche ambientali europee.

Inoltre, l'agenzia comunica che gli obiettivi del Gruppo per la riduzione delle emissioni appaiono ambiziosi e ben monitorati e l'intera rendicontazione ESG (Environmental, Social e Governance) è valutata come allineata alle buone pratiche europee; la visione di lungo periodo del Gruppo è positiva.



A2A presenta i bilanci di sostenibilità territoriali relativi all'esercizio 2019

A2A nel corso del secondo semestre 2020 ha presentato i bilanci di sostenibilità territoriali relativi all'esercizio 2019.

In data 28 luglio 2020 è stato presentato il bilancio di sostenibilità di Brescia: si rilevano, tra gli altri contributi, un valore sul territorio distribuito pari a 388 milioni di euro di cui 179 milioni di euro spesi per forniture e 127 milioni di euro erogati come costo del lavoro.

In data 22 settembre 2020 è stata la volta del bilancio di sostenibilità di Bergamo dove si evidenziano, tra gli altri contributi erogati, 130 milioni di euro in forniture e 34 milioni di euro come costo del lavoro.

In data 28 ottobre 2020 il Gruppo ha presentato il bilancio di sostenibilità territoriale del Friuli Venezia Giulia con un valore distribuito sul territorio di 25 milioni di euro di cui 6 milioni di euro per il mantenimento e sviluppo degli impianti e 10 milioni di euro ordinati ai fornitori locali.

In data 20 novembre 2020 è stato presentato il bilancio di sostenibilità territoriale della Valtellina e Valchiavenna: sul territorio risultano distribuiti 38 milioni di euro di cui 6 milioni di euro per il mantenimento e sviluppo degli impianti e 1,8 milioni di euro ordinati ai fornitori locali.

A2A, al via i primi investimenti del fondo di Corporate Venture Capital dedicato all'innovazione

La prima startup scelta da A2A per il suo alto potenziale innovativo e di crescita è l'inglese Greyparrot. Greyparrot ha sviluppato una soluzione basata sulla computer vision che integra intelligenza artificiale e data analytics: il software identifica automaticamente diversi tipi di rifiuti fornendo anche informazioni sulla loro composizione. La startup sta già stringendo accordi con i principali operatori di settore a livello internazionale ed ha inoltre vinto gli "The Europas Awards 2020" per la categoria "Hottest Climate/GreenTech Startup". Greyparrot, il cui software è attualmente in sperimentazione presso l'impianto di selezione e trattamento della plastica di A2A a Muggiano (MI), è stata scelta poiché potrà offrire la possibilità di implementare la digitalizzazione e l'automazione dei processi legati al ciclo dei rifiuti, migliorando ulteriormente l'efficienza del processo di raccolta e separazione.

Nel mese di settembre 2020 sono state selezionate ulteriori tre start-up: Hades, Circular Materials e Siteflow.

Hades, startup svizzera legata all'università di Zurigo, ha sviluppato una soluzione basata sulla computer vision per l'ispezione delle reti delle acque di rifiuto. Tramite un modello di intelligenza artificiale è in grado di identificare e localizzare lungo la rete perdite, rotture e crepe, consentendo una manutenzione predittiva e un risparmio fino al 40% sugli interventi di riparazione e ammodernamento.

Circular Materials, realtà italiana basata a Milano, ha brevettato una tecnologia per la rimozione di metalli pesanti e preziosi dalle acque reflue industriali in ottica di economia circolare. L'impianto sviluppato dalla startup permette di recuperare efficacemente metalli quali arsenico, cadmio, nichel, zinco, rame, mercurio, oro, argento etc. affinché non vengano dispersi nell'ambiente e possano tornare a generare valore. Siteflow, infine, con sede in Francia, ha sviluppato un software per la digitalizzazione dei processi di manutenzione nei grandi impianti produttivi. La soluzione consente di migliorare gli standard operativi condivisi per la gestione delle manutenzioni programmate, la produzione della documentazione ai fini di audit e la valorizzazione di un database centralizzato digitale, favorendo inoltre la collaborazione fra le diverse professionalità.

Il programma di Corporate Venture Capital di A2A è nato a fine 2019 con la partecipazione di alcuni partner come 360 Capital, fondo di venture capital, e il Politecnico di Milano con il fondo Poli360 che fa leva sul Technology Transfer Office e l'incubatore Polihub. Il CVC di A2A prevede investimenti fino a 70 milioni per startup che operino in ambiti di business strategici per il Gruppo.

Gruppo A2A, il Consiglio di Stato ripristina l'aggiudicazione della Gara Gas Milano

In data 7 settembre 2020, il Consiglio di Stato ha accolto gli appelli presentati nel febbraio 2020 da Unareti e dal Comune di Milano contro la sentenza del TAR Lombardia del 5 dicembre 2019 che aveva portato all'annullamento della aggiudicazione a Unareti della gara per l'affidamento in concessione del servizio di distribuzione del gas naturale nell'ambito territoriale di "Milano 1 - Città e Impianto di Milano". Il Consiglio di Stato ha da una parte rigettato gli elementi di carattere giuridico e amministrativo che avevano portato il TAR ad escludere Unareti dalla procedura e dall'altra ha confermato le valutazioni della commissione di gara che ne aveva premiato l'offerta.

La concessione, della durata di 12 anni, ha un valore complessivo di circa 1,4 miliardi di euro.

La Società Unareti ha previsto un totale di circa 650 milioni di euro di investimenti in arco piano che porteranno ad una crescita del valore della RAB di proprietà relativa all'ATEM di Milano 1 (attualmente pari a circa 660 milioni di euro) di circa 180 milioni di euro.

5 Risultati consolidati e andamento della gestione

In data 18 febbraio 2021 2i Rete Gas S.r.l. ha presentato ricorso in Cassazione per chiedere di accertare la carentia di giurisdizione del Consiglio di Stato che ha emesso la sentenza 5370 in data 7 settembre 2020. Allo stato non è stata notificata una istanza di sospensione di efficacia della sentenza, istanza che dovrebbe essere comunque esperita presso il Consiglio di Stato, quindi, Unareti ed il Comune di Milano, nella sua funzione di ATEM Milano 1, possono procedere alla sottoscrizione del contratto di servizio. Nei termini la Società si costituirà (mediante notifica di controricorso) per poter partecipare al dibattimento che ragionevolmente si svilupperà per alcuni anni, considerando anche che la Cassazione potrebbe attendere esito di un ricorso in materia, pendente davanti alla Corte di Giustizia.

La società Unareti S.p.A. sta continuando ad esercitare la normale attività in prorogatio.

Snam e A2A: accordo di cooperazione tecnologica per sviluppare il ruolo dell'idrogeno nella produzione elettrica e nelle reti di distribuzione

In data 25 settembre 2020, Snam e A2A hanno firmato un memorandum of understanding di cooperazione tecnologica avente a oggetto lo studio di progetti finalizzati allo sviluppo dell'utilizzo dell'idrogeno nell'ambito della decarbonizzazione del settore energetico in Italia e della Hydrogen Strategy europea.

La cooperazione si focalizzerà in primo luogo sullo studio, analisi e valutazione di fattibilità di progetti aventi ad oggetto la conversione delle centrali termoelettriche di A2A da carbone a gas naturale, idrogeno o miscele gas naturale/idrogeno. Le due società, inoltre, studieranno soluzioni finalizzate al retrofit delle esistenti turbine a gas a ciclo combinato di A2A per idrogeno o miscele gas naturale/idrogeno e iniziative finalizzate a produzione, stoccaggio e trasporto di idrogeno da fonti rinnovabili e alla modifica delle infrastrutture di distribuzione gas di A2A al fine di renderle "hydrogen ready".

Depuratore della Valtrompia: entro il 2021 al via nuovo impianto green e tecnologicamente all'avanguardia

Il nuovo impianto sarà realizzato a Concesio, in località Dosso Boscone - una zona altamente urbanizzata - sulla sponda sinistra del fiume Mella e servirà vari Comuni della zona.

Il depuratore è stato progettato con particolare attenzione all'integrazione nel paesaggio esistente e alla minimizzazione dell'impatto ambientale, e verrà collocato al di sotto di una struttura prefabbricata ricoperta da uno strato di verde naturale.

Dal punto di vista tecnologico sarà un impianto all'avanguardia: il processo depurativo con tecnologia a membrane che lavorano nel campo dell'ultrafiltrazione (MBR) consente una resa depurativa tra le più performanti e permette anche una notevole riduzione degli ingombri; l'impianto avrà una superficie di circa 14.500 m² (di cui 9.000 m² coperti) e sarà dotato di tecnologie in grado di eliminare odori e rumori.

A2A e Suez: partnership per un sistema di gestione dei rifiuti industriali

In data 6 ottobre 2020 la controllata A2A Ambiente e Suez hanno firmato oggi un Memorandum of Understanding finalizzato a creare un player d'eccellenza per la gestione dei rifiuti del sistema produttivo e industriale italiano.

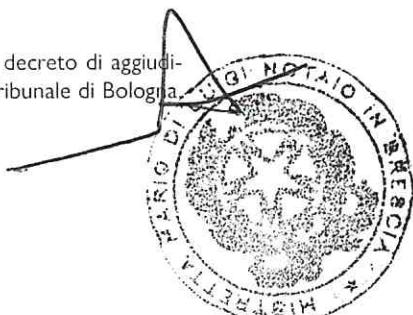
L'accordo prevede la definizione di una nuova società compartecipata dalle due realtà industriali, che possa combinare asset, risorse e capacità strategiche lungo tutta la catena del valore nel settore ambientale, con una capacità complessiva pari a 300.000 tonnellate di rifiuti l'anno.

A2A acquisisce Agripower, azienda italiana di generazione elettrica da Biogas

A2A, attraverso la controllata Linea Group Holding (LGH), si è aggiudicata all'asta la società Agripower S.r.l., realtà industriale specializzata nello sviluppo e gestione di impianti di generazione elettrica da biogas con sede a Zola Predosa (BO).

L'aggiudicazione dell'intero capitale sociale di Agripower, al valore di 10,1 milioni di euro, è avvenuta nell'ambito della procedura di concordato preventivo presso il Tribunale di Bologna riguardante SECI S.p.A., parte del Gruppo Maccaferri.

Alla data del 28 gennaio 2021 LGH ha depositato la documentazione richiesta dal decreto di aggiudicazione e saldato il prezzo dell'acquisizione. Il Gruppo è in attesa del decreto del Tribunale di Bologna, sezione fallimentare, per il trasferimento effettivo del 100% delle azioni.



Agripower è una delle principali piattaforme italiane di generazione di energia elettrica da biogas, attraverso la gestione di impianti alimentati da fonti rinnovabili, in particolare da residui agricoli e agroindustriali. Possiede 18 impianti per una potenza installata complessiva di circa 18 MW, distribuiti in 9 regioni nel Nord e Centro Italia e in Sardegna. Nel 2019 Agripower ha generato circa 42,7 milioni di euro di ricavi consolidati e un EBITDA consolidato di 15,8 milioni di euro.

Con il Provvedimento n. 28498 del 22 dicembre 2020, a chiusura del Procedimento C12339 – Linea Group Holding/Agripower, AGCM ha deliberato la clearance incondizionata dell'operazione di acquisto di Agripower S.r.l. da parte di LGH S.p.A..

A2A ha concluso con successo un'emissione obbligazionaria da 500 milioni di euro

In data 21 ottobre 2020, A2A ha portato a termine l'emissione di un prestito obbligazionario di importo pari a 500 milioni di euro e della durata di 12 anni, destinata esclusivamente ad investitori istituzionali a valere sul proprio Programma Euro Medium Term Notes da ultimo aggiornato il 28 luglio 2020 (e integrato con supplemento del 20 ottobre 2020).

Le obbligazioni sono state collocate ad un prezzo di emissione pari a 99,471% e avranno un rendimento annuo pari al 0,671% e una cedola di 0,625%, con uno spread di 85 punti base rispetto al tasso di riferimento mid swap. La cedola è la più bassa mai ottenuta da emittenti italiani corporate per obbligazioni con scadenza superiore ai 10 anni.

Ardian e A2A: accordo di cooperazione per lo sviluppo di idrogeno verde

In data 26 novembre 2020, Ardian (società privata di investimenti) e A2A hanno sottoscritto un Memorandum of Understanding per una cooperazione relativa allo sviluppo dell'utilizzo dell'idrogeno verde. L'accordo avrà l'obiettivo di identificare potenziali aree di collaborazione per la produzione di idrogeno verde da fonti rinnovabili.

A2A Energia cresce nel servizio di salvaguardia

In data 25 novembre 2020, sono stati assegnati alla controllata A2A Energia due lotti nella gara per l'individuazione degli esercenti il servizio di salvaguardia per gli anni 2021 e 2022, per un volume complessivo di circa 700 GWh/anno. I lotti riguardano le regioni Lombardia (lotto 2) e Toscana, Marche, Sardegna (lotto 4), a fronte di un lotto gestito nel biennio 2019 e 2020 (Toscana, Marche, Umbria). L'assegnazione ad A2A Energia corrisponde a un fatturato associato pari a circa 140 milioni di euro su base annua.

A2A entra nell'eolico: acquisito il primo impianto da 8,2MW in Campania

Il Gruppo A2A, tramite la controllata A2A Rinnovabili, ha acquisito un impianto sito nel Comune di Castelpagano (Benevento), per la produzione di energia da fonte eolica.

L'impianto, dotato di 4 turbine, è in grado di generare 20,4 GWh di energia elettrica pari al fabbisogno annuo di oltre 8.000 famiglie. A2A ha scelto questo sito come primo passo nel settore dell'energia eolica date le eccellenze caratteristiche dell'area, con una ventosità che si riflette in una produzione di circa 2.500 ore equivalenti annue significativamente al di sopra della media nazionale.

A2A e FNM: accordo per la produzione di idrogeno green

A2A e FNM hanno siglato un Memorandum d'intesa per lo studio e l'individuazione della migliore modalità di produzione e fornitura di idrogeno verde, derivante da fonti rinnovabili e dal recupero di materia, per alimentare i nuovi treni della linea Brescia-Iseo-Edolo annunciati da FNM lo scorso 26 novembre. Il piano prevede di dar vita nel Sebino e in Valcamonica alla prima "Hydrogen Valley" italiana, dotandola, a partire dal 2023, di una flotta di treni a idrogeno. Il progetto, denominato H2iseO, oltre ai nuovi treni che sostituiranno gli attuali a motore diesel sulla linea Brescia-Iseo-Edolo, gestita da FERROVIENORD (società al 100% di FNM), ha inoltre l'obiettivo di realizzare centrali per la produzione di idrogeno, destinato inizialmente ai nuovi convogli ad energia pulita. Successivamente entro il 2025, il piano prevede di estendere la soluzione idrogeno al trasporto pubblico locale, con circa 40 mezzi gestiti in Valcamonica e la possibilità di aprire alla logistica merci.

A2A: Calendario finanziario 2021

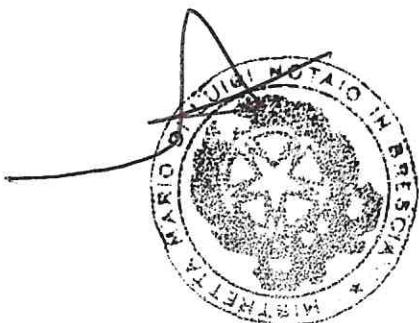
Reso noto, in data 15 dicembre 2020, il calendario finanziario 2021:

- 24 febbraio 2021: Consiglio di Amministrazione sui risultati consolidati preliminari dell'esercizio 2020;
- 18 marzo 2021: Consiglio di Amministrazione per l'approvazione del progetto di bilancio d'esercizio e del bilancio consolidato 2020;
- 29 aprile 2021 (eventuale seconda convocazione 30 aprile 2021): Assemblea ordinaria degli azionisti per l'approvazione del bilancio d'esercizio 2020;
- 13 maggio 2021: Consiglio di Amministrazione per l'approvazione dell'informativa finanziaria al 31 marzo 2021;
- 30 luglio 2021: Consiglio di Amministrazione per l'approvazione della relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2021;
- 11 novembre 2021: Consiglio di Amministrazione per l'approvazione dell'informativa finanziaria al 30 settembre 2021.

L'eventuale dividendo relativo all'esercizio 2020 potrà essere posto in pagamento a decorrere dal 26 maggio 2021, con stacco della cedola il 24 maggio 2021 (record date 25 maggio 2021).

A2A e LGH: proposta di fusione

A2A ha ricevuto dai soci di LGH (rappresentati complessivamente il 42,5% del capitale sociale di LGH) una richiesta di avviare il percorso per una possibile fusione per incorporazione di LGH in A2A. In forza di tale richiesta, A2A dovrà inviare entro 90 giorni lavorativi dall'ultima comunicazione ricevuta una proposta preliminare di fusione per incorporazione di LGH in A2A, indicando i termini principali di tale proposta, soggetta in ogni caso all'approvazione degli organi sociali dei soggetti coinvolti nella fusione.



5.3 Eventi di rilievo successivi al 31 dicembre 2020

A2A entra in Saxa Gres

A2A, in data 5 gennaio 2021, entra nel capitale di Saxa Gres, prima Circular Factory a realizzare pavimentazione urbana (GRESTONE®) con un innovativo processo "end of waste" che permette il recupero di materiali provenienti dal ciclo dei rifiuti, acquisendo il 27,7% del suo capitale.

Il perfezionamento dell'acquisto, soggetto all'avveramento di alcune condizioni sospensive, è previsto entro la fine del primo trimestre del 2021.

A2A presenta il nuovo piano industriale 2030 e riposiziona il suo brand in "Life Company"

Il Consiglio di Amministrazione del Gruppo A2A, in data 19 gennaio 2021, ha esaminato e approvato il Piano Strategico 2021-2030, il primo Business Plan di A2A con un orizzonte di 10 anni. La sostenibilità guida la nuova strategia che focalizza il Piano su due macro-trend industriali, economia circolare e transizione energetica, a cui contribuiscono tutte le Aree di Business del Gruppo, Energia, Ambiente e Reti.

Previsti investimenti per 16 miliardi di euro per il 90% in linea con gli obiettivi di sviluppo sostenibile posti dalle Nazioni Unite (SDGs), di cui 6 miliardi di euro nell'economia circolare e 10 miliardi di euro nella transizione energetica. Previsto, inoltre, un margine operativo lordo a fine piano pari a 2,5 miliardi di euro con utili netti in crescita di oltre l'8% medio annuo e dividendi in crescita del 3% medio annuo.

In linea con il piano industriale presentato, il Gruppo A2A punta a definire un nuovo territorio di marca in cui operare: occupandosi di energia, acqua e ambiente e grazie all'uso circolare delle risorse naturali, A2A è una "Life Company" che si prende cura delle condizioni necessarie alla vita e alla sua qualità.

A2A acquisisce il più grande portafoglio fotovoltaico merchant in Italia

Il Gruppo A2A, in data 14 febbraio 2021, ha siglato un accordo vincolante per l'acquisizione del più grande portafoglio fotovoltaico, senza incentivi GSE, di cui 9 impianti localizzati nel Lazio e 8 in Sardegna. La potenza nominale installata è pari a 173 MW ed attualmente è gestito da Octopus Renewables.

Gli impianti potranno garantire un aumento della capacità installata che permetterà di produrre a regime circa 420 GWh all'anno di energia green pari al consumo annuo di circa 200.000 clienti residenziali, consentendo di evitare l'emissione di 2,5 milioni di tonnellate di Co2 complessive (nell'intero ciclo di vita degli impianti).

Gli asset di Octopus si aggiungono al portafoglio fotovoltaico di 111 MW già in possesso di A2A: in virtù di questa acquisizione, A2A raggiunge il 33% di energia prodotta da fonti rinnovabili.

Il corrispettivo per questa operazione è di 205 milioni di euro, cui corrisponde un equity IRR atteso di circa il 6%.

A2A lancia un nuovo portale dedicato all'Open Innovation

In data 17 febbraio 2021, il Gruppo A2A ha reso disponibile una piattaforma che si rivolge a startup, aziende, università, centri di ricerca e a tutti gli attori dell'ecosistema di innovazione italiano e internazionale, in cui si darà vita a progetti di sperimentazione e sviluppo congiunto di soluzioni tecnologiche per rispondere a sfide come la transizione energetica e l'economia circolare, la decarbonizzazione, la mobilità sostenibile, il ciclo idrico e la creazione delle città del futuro.

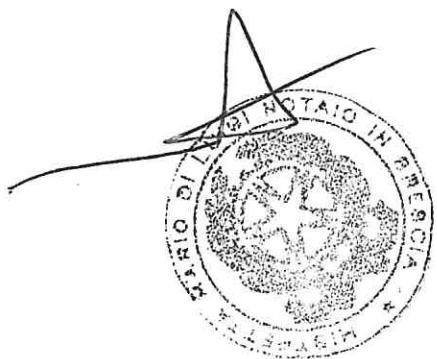
Gruppo A2A: risultati preliminari 2020

In data 24 febbraio 2021, A2A comunica i propri risultati preliminari relativi all'esercizio 2020. L'Ebitda Ordinario (Margine Operativo Lordo Ordinario) pari a 1,19 miliardi di euro, risulta in linea rispetto al risultato registrato nell'anno precedente. La contrazione delle Business Units Generazione e Trading e Mercato, dovuta principalmente ad uno scenario energetico molto debole e mitigato, è stata seguita da un deciso recupero nel 4° trimestre.



5 Risultati consolidati e andamento della gestione

Gli Investimenti sono pari a 738 milioni di euro, in crescita di 111 milioni rispetto ai livelli già elevati registrati nel 2019 (pari a 627 milioni di euro). Tale incremento è principalmente ascrivibile ad interventi di sviluppo, in particolare relativi all'economia circolare finalizzati al recupero di energia e materia nella Business Unit Ambiente, alla rete di distribuzione di energia elettrica e agli impianti di depurazione del Ciclo Idrico nella Business Unit Reti e al progetto di aggiornamento dei sistemi informativi in vista del superamento del mercato tutelato dell'energia e all'efficienza energetica nella Business Unit Mercato. La Posizione Finanziaria Netta risulta pari a 3,47 miliardi di euro (3,15 miliardi di euro al 31 dicembre 2019). Il rapporto PFN/Ebitda risulta pari a 2,9x (2,6x nell'esercizio 2019).



5.4 Evoluzione prevedibile della gestione

Le previsioni sull'esercizio 2021, così come contenute ed indicate nel Piano Strategico 2021-2030 presentato al mercato il 20 gennaio 2021, si basano sull'ipotesi che l'esercizio appena avviato non sia influenzato significativamente da effetti negativi indotti da un protrarsi e/o inasprirsi dell'emergenza sanitaria COVID-19 e delle sue implicazioni sullo scenario micro e macroeconomico sia a livello internazionale che nazionale, rispetto alla situazione esistente alla fine del 2020. Coerentemente, non sono state considerate nell'esercizio misure a sostegno dell'economia e/o delle imprese.

Il Gruppo ha, inoltre, provveduto a coprire per il 2021 circa il 62% della propria produzione attesa, riducendo così i possibili effetti negativi derivanti da un peggioramento dello scenario energetico.

Sulla base di queste ipotesi è atteso, per l'esercizio in corso, un Ebitda Ordinario di circa 1,20 miliardi di euro e un Utile Netto di Gruppo nell'ordine dei 300 milioni di euro.

Nell'impossibilità di prevedere modalità, estensione e durata di eventuali successivi lockdown e dei relativi impatti, il management ha elaborato, con riferimento alle previsioni per il 2021, differenti scenari con alternative ipotesi di rischio e identificato per ciascuno di essi, anche sulla base dell'esperienza accumulata nel 2020, le relative azioni di mitigazione finalizzate alla maggior tutela possibile della propria situazione economica e patrimoniale.



5.5 Proposta di destinazione del risultato dell'esercizio al 31 dicembre 2020 e distribuzione del dividendo

Il bilancio d'esercizio di A2A S.p.A., al 31 dicembre 2020, presenta un utile pari a euro 545.729.183,00.

Se concordate con i criteri seguiti nella redazione del bilancio, con i principi ed i metodi contabili ivi utilizzati e con i criteri di valutazione adottati, Vi invitiamo ad approvare:

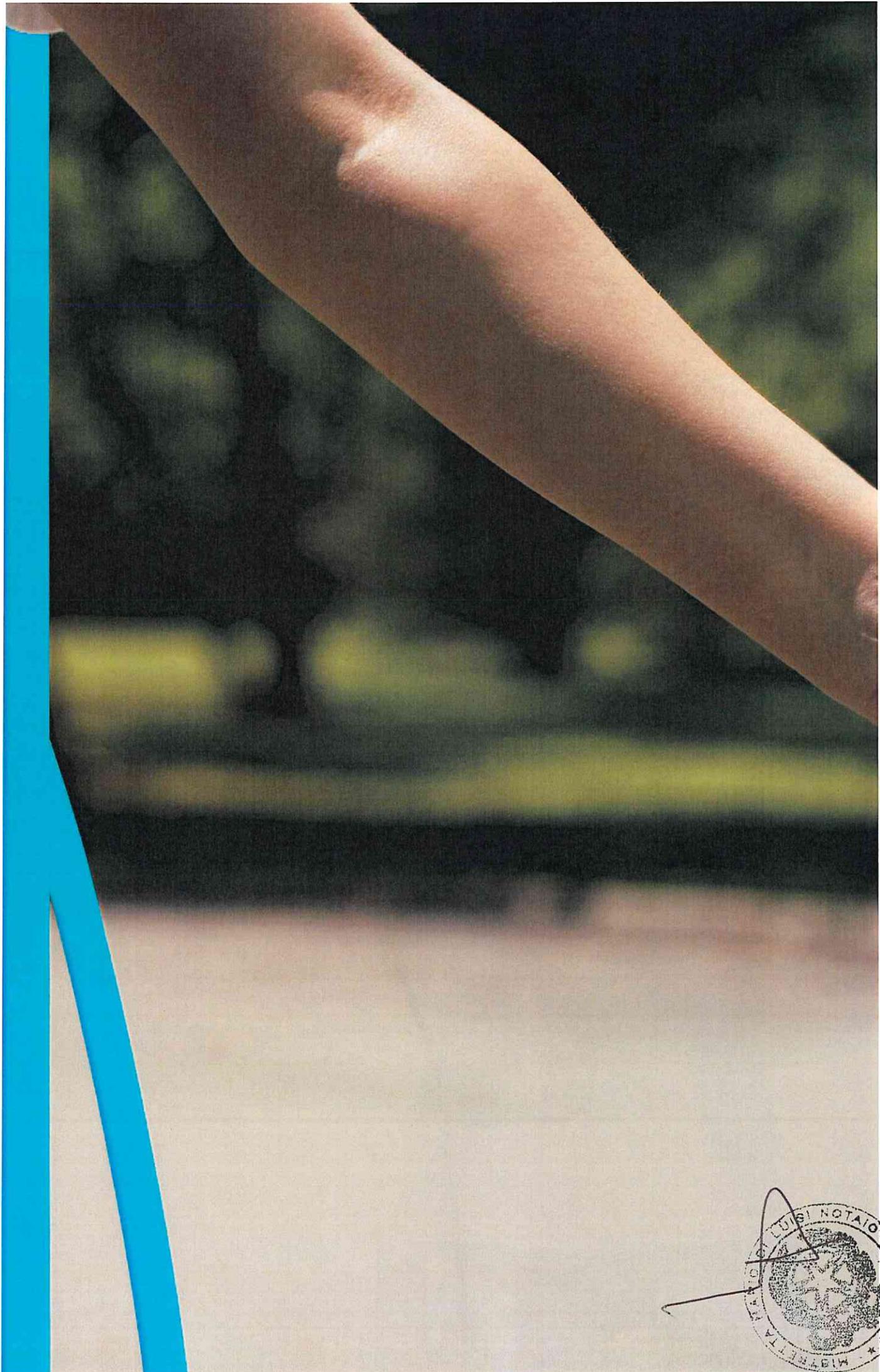
la destinazione dell'utile dell'esercizio, pari a euro 545.729.183,00 come segue:

- euro 27.286.459,00 a riserva legale;
- euro 248.734.708,00 a dividendo ordinario agli azionisti, in misura tale da assicurare una remunerazione di euro 0,08 per ciascuna azione ordinaria in circolazione;
- euro 269.708.016,00 a Riserva Straordinaria.

A titolo informativo, Vi segnaliamo che il numero di azioni attualmente in circolazione risulta pari a n. 3.109.183.856 azioni, tenendo conto delle n. 23.721.421 azioni proprie in portafoglio.

Il dividendo sarà pagato a decorrere dal 26 maggio 2021, con data stacco della cedola il 24 maggio 2021 e record date il 25 maggio 2021.

Il Consiglio di Amministrazione





6

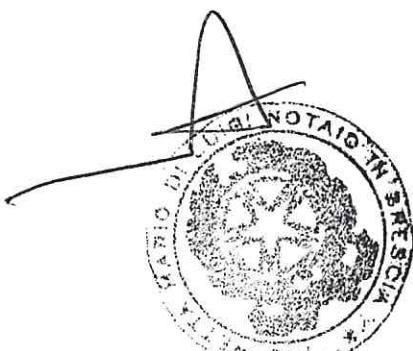
Analisi dei principali settori di attività

6.1 Sintesi dei risultati per settore di attività

milioni di euro	GENERAZIONE E TRADING		MERCATO	
	01 01 2020 31 12 2020	01 01 2019 31 12 2019	01 01 2020 31 12 2020	01 01 2019 31 12 2019
Ricavi	3.828	4.399	2.598	2.724
- di cui intersezionali	1.213	1.343	102	158
Costi per il personale	86	88	56	55
Margine Operativo Lordo	270	301	220	229
% sui Ricavi	7,1%	6,8%	8,5%	8,4%
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(170)	(36)	(63)	(60)
Risultato operativo netto	100	265	157	169
% sui Ricavi	2,6%	6,0%	6,0%	6,2%
Risultato da transazioni non ricorrenti				
Oneri/Proventi netti da gestione finanziaria				
Risultato al lordo delle imposte				
Oneri per imposte sui redditi				
Risultato di attività operative in esercizio al netto delle imposte				
Risultato netto da attività operative cessate/destinate alla vendita				
Risultato di pertinenza di terzi				
Risultato d'esercizio di pertinenza del Gruppo				
Investimenti lordi (1)	76	88	64	35

(1) Si vedano le voci "Investimenti" dei prospetti riportati alle Note n. 1 e 2 riguardanti le Immobilizzazioni materiali e immateriali delle Note illustrate alle voci della Situazione patrimoniale-finanziaria.

Si segnala che i dati economici dal 1° gennaio al 31 dicembre 2019 sono stati riallocati per renderli omogenei ai risultati per "Business Unit" dal 1° gennaio al 31 dicembre 2020.



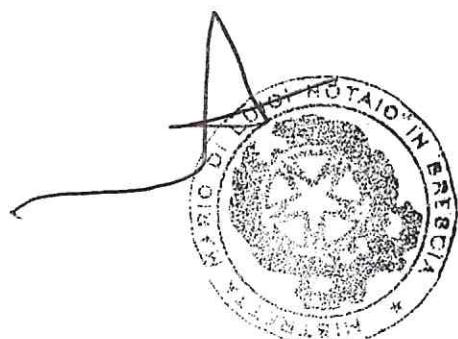
	AMBIENTE		RETI		CORPORATE		ELISIONI		CONTO ECONOMICO		
	01 01 2020 31 12 2020	01 01 2019 31 12 2019	01 01 2020 31 12 2020	01 01 2019 31 12 2019	01 01 2020 31 12 2020	01 01 2019 31 12 2019	01 01 2020 31 12 2020	01 01 2019 31 12 2019	01 01 2020 31 12 2020	01 01 2019 31 12 2019	01 01 2019 31 12 2019
	1.111	1.050	1.101	1.143	264	244	(2.040)	(2.236)	6.862	7.324	
	133	144	343	361	249	230	(2.040)	(2.236)			
	326	312	106	109	131	136			705	700	
	282	268	456	472	(24)	(36)			1.204	1.234	
	25,4%	25,5%	41,4%	41,3%	(9,1%)	(14,8%)			17,5%	16,8%	
	(171)	(160)	(209)	(261)	(41)	(30)			(654)	(547)	
	111	108	247	211	(65)	(66)			550	687	
	10,0%	10,3%	22,4%	18,5%	(24,6%)	(27,0%)			8,0%	9,4%	
	174	97	378	368	51	45	(5)	(6)	738	627	
									-	4	
									(81)	(110)	
									469	581	
									(99)	(189)	
									370	392	
									(2)	1	
									(4)	(4)	
									364	389	



6 Analisi dei principali settori di attività

milioni di euro	GENERAZIONE E TRADING		MERCATO	
	31 12 2020	31 12 2019	31 12 2020	31 12 2019
Immobilizzazioni materiali	2.099	2.091	92	52
Immobilizzazioni immateriali	85	79	311	210
Crediti commerciali e attività finanziarie correnti	1.014	706	887	815
Debiti commerciali e passività finanziarie correnti	1.003	838	570	514

Si segnala che i dati patrimoniali al 31 dicembre 2019 sono stati riallocati per renderli omogenei con i risultati per "Business Unit" al 31 dicembre 2020.



	AMBIENTE		RETI		CORPORATE		ELISIONI		TOTALE GRUPPO	
	31 12 2020	31 12 2019	31 12 2020	31 12 2019	31 12 2020	31 12 2019	31 12 2020	31 12 2019	31 12 2020	31 12 2019
	908	727	1.980	1.906	229	207	(146)	(114)	5.162	4.869
	66	55	2.197	1.938	146	148	(68)	(51)	2.737	2.379
	413	363	429	433	232	217	(934)	(672)	2.041	1.862
	354	308	448	422	697	380	(932)	(677)	2.140	1.785

6.2 Risultati per settore di attività

Business Unit Generazione e Trading

L'attività della Business Unit Generazione e Trading è relativa alla gestione del portafoglio impianti di generazione¹ del Gruppo con il duplice scopo di massimizzare la disponibilità e l'efficienza degli impianti, minimizzando i costi di esercizio e manutenzione (O&M) e di massimizzare il profitto derivante dalla gestione del portafoglio energetico attraverso l'attività di compravendita di energia elettrica, di combustibili (gassosi e non gassosi) e di titoli ambientali sui mercati all'ingrosso nazionali ed esteri. Rientra nell'ambito della Business Unit anche l'attività di trading sui mercati nazionali ed esteri di tutte le commodities energetiche (gas, energia elettrica, titoli ambientali).

Business Unit Mercato

L'attività della Business Unit Mercato è finalizzata alla vendita al dettaglio di energia elettrica e di gas naturale ai clienti del mercato libero e alla commercializzazione ai clienti serviti in regime di tutela, alla gestione dell'illuminazione pubblica, degli impianti di regolazione del traffico, delle lampade votive. Inoltre, si occupa di fornire servizi di efficienza energetica e di mobilità elettrica.

Business Unit Ambiente

L'attività della Business Unit Ambiente è relativa alla gestione del ciclo integrato dei rifiuti, dalla raccolta e spazzamento, al trattamento, smaltimento e recupero di materia ed energia.

In particolare, l'attività di raccolta e spazzamento si riferisce prevalentemente alla pulizia delle strade e al prelievo dei rifiuti per il trasporto a destinazione.

Il trattamento dei rifiuti, invece, costituisce l'attività svolta in centri dedicati per la trasformazione dei rifiuti al fine di renderli idonei al recupero di materia.

L'attività di smaltimento dei rifiuti urbani e speciali in impianti di combustione o in discarica assicura l'eventuale recupero energetico mediante la termovalorizzazione o sfruttamento del biogas.

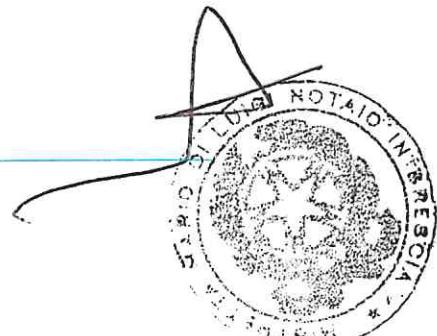
Nella Business Unit Ambiente, infine, sono confluite le attività della Business Unit Estero, di fornitura di know how e tecnologie per la realizzazione di impianti di pre-trattamento rifiuti.

Business Unit Reti

L'attività della Business Unit Reti riguarda prevalentemente la gestione tecnico-operativa delle reti di distribuzione di energia elettrica, di trasporto e distribuzione di gas naturale e la gestione dell'intero ciclo idrico integrato (captazione delle acque, gestione degli acquedotti, distribuzione idrica, gestione di reti fognarie, depurazione). Inoltre è finalizzata alla vendita di calore e di elettricità prodotti da impianti di cogenerazione (prevalentemente di proprietà del Gruppo), mediante reti di teleriscaldamento e assicura le attività di operation and maintenance delle centrali di cogenerazione e delle reti di teleriscaldamento. Sono altresì incluse le attività relative al servizio di gestione di impianti di riscaldamento di proprietà di terze parti (servizi di gestione calore).

La Business Unit Reti, inoltre, fornisce servizi di telecomunicazione, in particolare servizi inerenti la gestione di linee di fonia fissa e mobile e di linee di trasmissione dati, nonché servizi legati alla gestione e sviluppo delle infrastrutture a supporto delle comunicazioni, alla realizzazione e gestione dei sistemi di videosorveglianza e controllo degli accessi. Progetta infine soluzioni e applicazioni finalizzati alla realizzazione di nuovi modelli di città e territorio e al miglioramento della qualità della vita dei cittadini.

1 Potenza installata complessivamente pari a 8,9 GW.



Di seguito, si riporta una sintesi dei principali dati economici per aree di attività:

Risultati per aree di attività 2020

milioni di euro	Generazione e Trading	Mercato	Ambiente	Reti	Corporate	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi di vendita e prestazioni	3.713	2.583	1.084	1.070	242	(2.024)	6.668
Altri ricavi e proventi	115	15	27	31	22	(16)	194
Totale ricavi	3.828	2.598	1.111	1.101	264	(2.040)	6.862
Costi per il personale	86	56	326	106	131		705
Margine operativo lordo	270	220	282	456	(24)		1.204
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	170	63	171	209	41		654
Risultato operativo netto	100	157	111	247	(65)		550
Investimenti	76	64	174	378	51	(5)	738

Sintesi dei risultati per settori di attività

Risultati per settori di attività

Business Unit Generazione e Trading

Business Unit Mercato

Business Unit Ambiente

Business Unit Reti

Corporate

Risultati per aree di attività 2019

milioni di euro	Generazione e Trading	Mercato	Ambiente	Reti	Corporate	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi di vendita e prestazioni	4.273	2.701	1.037	1.106	221	(2.216)	7.122
Altri ricavi e proventi	126	23	13	37	23	(20)	202
Totale ricavi	4.399	2.724	1.050	1.143	244	(2.236)	7.324
Costi per il personale	88	55	312	109	136		700
Margine operativo lordo	301	229	268	472	(36)		1.234
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	36	60	160	261	30		547
Risultato operativo netto	265	169	108	211	(66)		687
Investimenti	88	35	97	368	45	(6)	627

6.3 Business Unit Generazione e Trading

Di seguito si riporta una sintesi dei principali dati quantitativi ed economici relativi alla Business Unit Generazione e Trading.

270 milioni di euro

EBIDTA 2020

-10,3% rispetto al 2019

76 milioni di euro

INVESTIMENTI

88 milioni nel 2019 (-13,6%)

114 GWh

Produzione impianti a carbone

(-87,8% vs 2019)

12.119 GWh

Produzione termoelettrica

da altri impianti

(-2,4% vs 2019)

4.537 GWh

Produzione fonti rinnovabili
di cui 129 GWh fotovoltaico
ed eolico (+5% vs 2019)

302.751 GWh

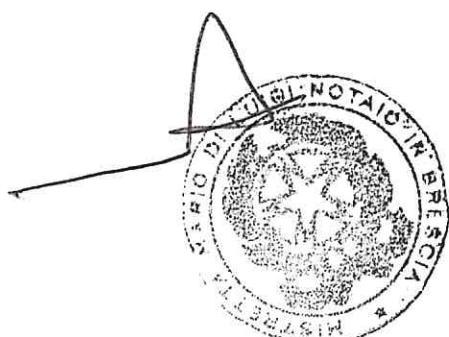
Richiesta di energia in Italia
(-5,3% vs 2019)

38,9€/MWh

Prezzo Unico Nazionale
(-25,7% vs 2019)

1,3 €/MWh

Clean Spark Spread
(-57,5% vs 2019)



Dati operativi

Produzione netta energia elettrica GWh	31 12 2020	31 12 2019	VARIAZIONE	% 2020/2019
Produzione netta Termoelettrica	12.233	13.353	(1.120)	(8,4%)
- CCGT	11.461	11.685	(224)	(1,9%)
- Olio	658	732	(74)	(10,1%)
- Carbone	114	936	(822)	(87,8%)
Produzione netta da Fonti Rinnovabili	4.537	4.742	(205)	(4,3%)
- Idroelettrica	4.408	4.619	(211)	(4,6%)
- Fotovoltaica	127	123	4	3,3%
- Eolica	2	-	2	n.s.
TOTALE PRODUZIONE NETTA	16.770	18.095	(1.325)	(7,3%)

La produzione di energia elettrica del Gruppo è stata pari a 16.770 GWh (18.095 GWh al 31 dicembre 2019). La variazione negativa di 1.325 GWh è stata determinata per circa l'85% dalla minore produzione termoelettrica e per la restante parte dalla minore produzione idroelettrica.

La produzione termoelettrica dell'anno in esame si è attestata a 12.233 GWh (13.353 GWh al 31 dicembre 2019), con una variazione negativa di 1.120 GWh, riconducibile prevalentemente alla minore produzione dell'impianto a carbone di Monfalcone penalizzato da uno scenario di prezzi non sufficientemente remunerativo.

La minore produzione degli impianti a ciclo combinato (-224 GWh) è legata alla riduzione della domanda di energia registrata in Italia nell'anno in corso rispetto all'esercizio precedente (-5,3%), nonostante la diminuzione delle importazioni (-15,6% saldo import/export).

La produzione da fonti rinnovabili registra una diminuzione rispetto all'anno precedente del 4,3% attestandosi a 4.537 GWh: le minori produzioni dei bacini della Calabria (-289 GWh) a seguito della bassa idraulicità dell'anno non sono state del tutto compensate dalle maggiori produzioni idroelettriche degli impianti della zona Nord (+78 GWh) e dal contributo delle nuove fonti rinnovabili fotovoltaiche ed eoliche (+6 GWh).

Per quanto riguarda le nuove fonti rinnovabili si segnala l'acquisizione nel mese di dicembre 2020 di nuova capacità eolica per complessivi 8,2 MW.

Dati economici

milioni di euro	01 01 2020 31 12 2020	01 01 2019 31 12 2019	VARIAZIONE	% 2020/2019
Ricavi	3.828	4.399	(571)	(13,0%)
Margine Operativo Lordo	270	301	(31)	(10,3%)
% su Ricavi	7,1%	6,8%		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(170)	(36)	(134)	n.s.
Risultato Operativo Netto	100	265	(165)	(62,3%)
% su Ricavi	2,6%	6,0%		
Investimenti	76	88	(12)	(13,6%)
Costo del personale	86	88	(2)	(2,3%)
FTE	1.063	1.092	(29)	(2,7%)

I ricavi si sono attestati a 3.828 milioni di euro, in diminuzione di 571 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. La variazione è stata determinata dal calo dei prezzi sia elettricità sia gas e dai minori volumi venduti del portafoglio industriale gas in parte compensati dalla crescita dei volumi venduti di energia elettrica.

Il Margine Operativo Lordo della Business Unit Generazione e Trading è risultato pari a 270 milioni di euro in riduzione di 31 milioni di euro rispetto all'anno precedente. Al netto delle componenti non ricorrenti registrate nei due periodi di confronto (+8 milioni di euro nel 2020 e +14 milioni di euro nel 2019), il Margine Operativo Lordo Ordinario risulta in calo di 25 milioni di euro.

6 Analisi dei principali settori di attività

La variazione è principalmente riconducibile:

- agli effetti negativi, accentuati dalla situazione emergenziale di cui ha risentito il settore della generazione di energia, dovuti allo scenario fortemente penalizzante e alla contrazione della domanda;
- alla diminuzione della produzione idroelettrica;
- all'efficace strategia di hedging;
- all'ottima performance conseguita sul mercato dei servizi ancillari ("MSD").

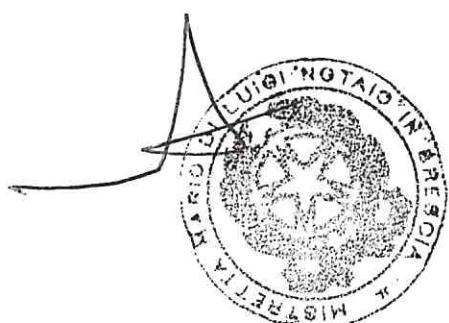
La flessione di marginalità registrata nei primi nove mesi dell'anno dalla Business Unit Generazione e Trading, determinata dalle dinamiche di consumi e prezzi, è stata fortemente ridimensionata nel quarto trimestre dell'anno sia per l'attenuarsi degli effetti negativi dello scenario energetico sia per gli ottimi risultati conseguiti sul mercato dei servizi ancillari.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono stati complessivamente pari a 170 milioni di euro (36 milioni di euro al 31 dicembre 2019). La variazione è legata principalmente al ripristino di valore nel 2019 – per 127 milioni di euro – degli asset relativi ai gruppi da 400 MW di Mincio, Chivasso e Sermide conseguenti alle attività annuali di impairment test.

In conseguenza delle dinamiche sopra esposte, il Risultato Operativo Netto si è attestato a 100 milioni di euro (265 milioni di euro al 31 dicembre 2019).

Nel 2020 gli Investimenti sono risultati pari a 76 milioni di euro. Tali investimenti hanno riguardato per 53 milioni di euro interventi di manutenzione straordinaria, di cui 38 milioni sugli impianti termoelettrici (18 milioni di euro relativi alla revisione generale del gruppo 1 della Centrale di Gissi) e circa 14 milioni di euro sui nuclei idroelettrici. Si segnalano inoltre interventi di sviluppo per complessivi 19 milioni di euro relativi principalmente alla centrale di Brindisi (attività di installazione dei compensatori sincroni), agli impianti fotovoltaici (avvio realizzazione nuovi impianti) e ai progetti ICT. Nel periodo in esame, infine, si sono svolte attività per adeguamenti a norme per circa 4 milioni di euro.

Nel 2020 gli FTE risultano pari a 1.063 unità (1.092 FTE al 31 dicembre 2019). La variazione negativa è legata al proseguimento del piano di efficientamento attivato per alcune strutture della generazione idroelettrica e al differimento nell'arco dell'anno di assunzioni relative al turnover.



6.4 Business Unit Mercato

Di seguito si riporta una sintesi dei principali dati quantitativi ed economici relativi alla Business Unit Mercato.

220 milioni di euro
 EBIDTA 2020
 -3,9% rispetto al 2019

64 milioni di euro
 INVESTIMENTI
 32 milioni nel 2019

15.012 GWh
 Vendite energia elettrica
 (+9,9% vs 2019)

2.365 Mmc
 Vendita gas
 (-3,6% vs 2019)

1.270 (#/1000) POD
 Clienti mercato retail ele
 mercato libero: 823 POD
 (+20,1% rispetto al 2019)

1.614 (#/1000) PDR
 Clienti mercato retail gas
 mercato libero: 868 PDR
 (+16,7% rispetto al 2019)

6 Analisi dei principali settori di attività

Dati operativi

Energia elettrica	31 12 2020	31 12 2019	VARIAZIONE	% 2020/2019
Vendite energia elettrica (GWh)	15.012	13.656	1.356	9,9%
Vendite Energia Elettrica Mercato Libero	13.587	11.994	1.593	13,3%
Vendite Energia Elettrica in regime di Maggior Tutela	1.213	1.435	(222)	(15,5%)
Vendite Energia Elettrica Mercato Salvaguardia	212	227	(15)	(6,6%)
POD Energia Elettrica (#/1000)	1.270	1.174	96	8,2%
POD Energia Elettrica Mercato Libero	823	685	138	20,1%
POD Energia Elettrica in regime di Maggior Tutela	447	489	(42)	(8,6%)

Gas	31 12 2020	31 12 2019	VARIAZIONE	% 2020/2019
Vendite (Mmc)	2.365	2.454	(89)	(3,6%)
Vendite Gas Mercato Libero (Mmc)	1.810	1.875	(65)	(3,5%)
Vendite Gas in regime di Maggior Tutela (Mmc)	555	579	(24)	(4,1%)
PDR GAS (#/1000)	1.614	1.488	126	8,5%
PDR Gas Mercato Libero	868	744	124	16,7%
PDR Gas in regime di Maggior Tutela	746	744	2	0,3%

Le quantità sono riportate al lordo delle perdite.

Il dato relativo ai POD e PDR non include le numeriche relative ai Grandi Clienti.

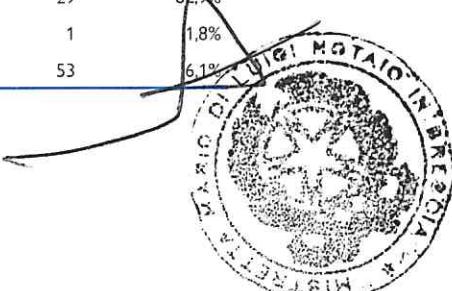
Nel 2020, la Business Unit Mercato ha registrato 15.012 GWh di vendite retail di energia elettrica, in crescita del 9,9% rispetto all'anno precedente. L'incremento registrato, nonostante il rallentamento dell'attività commerciale e la riduzione dei consumi registrata soprattutto nel primo semestre dell'anno conseguenti all'emergenza COVID-19, è riconducibile prevalentemente alle maggiori quantità vendute ai grandi clienti del mercato libero.

Le vendite gas ai mercati finali sono risultate pari a 2.365 milioni di metri cubi (-3,6% rispetto all'esercizio precedente). La contrazione delle vendite è dovuta alle minori richieste a seguito del rallentamento, con un impatto particolarmente rilevante nel primo semestre dell'anno, delle attività economiche per le misure adottate per limitare la diffusione del COVID-19. Le temperature, invece, più rigide degli ultimi mesi del 2020 rispetto all'anno precedente, hanno annullato l'effetto negativo della termicità registrata nel primo quadrimestre.

Si è registrato un aumento dei clienti del mercato libero mass-market, sia nel comparto elettrico che in quello gas (263 mila in più rispetto alla fine del 2019, di cui 119 mila relativi al Gruppo AEB).

Dati economici

milioni di euro	01 01 2020 31 12 2020	01 01 2019 31 12 2019	VARIAZIONE	% 2020/2019
Ricavi	2.598	2.724	(126)	(4,6%)
Margine Operativo Lordo	220	229	(9)	(3,9%)
% su Ricavi	8,5%	8,4%		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(63)	(60)	(3)	5,0%
Risultato Operativo Netto	157	169	(12)	(7,1%)
% su Ricavi	6,0%	6,2%		
Investimenti	64	35	29	82,9%
Costo del personale	56	55	1	1,8%
FTE	917	864	53	6,1%



I ricavi si sono attestati a 2.598 milioni di euro (2.724 milioni di euro al 31 dicembre 2019), in diminuzione del 4,6% a seguito del calo dei prezzi unitari di energia elettrica e gas e delle minori quantità di gas venduto, nonché dei minori ricavi legati alla cessione/gestione dei titoli di efficienza energetica (TEE). Tale flessione è stata parzialmente compensata dalla crescita dei ricavi dovuta all'incremento delle quantità vendute di energia elettrica ai grandi clienti.

Il Margine Operativo Lordo della Business Unit Mercato si è attestato a 220 milioni di euro (229 milioni di euro al 31 dicembre 2019).

Al netto delle partite non ricorrenti (+6 milioni di euro nel 2020 e +22 milioni di euro nel 2019), il Margine Operativo Lordo Ordinario della Business Unit risulta pari a 214 milioni di euro, in aumento di 7 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente.

La variazione è riconducibile:

- all'aumento del numero di clienti del mercato libero elettrico e gas: 263 mila in più nel segmento mass-market rispetto alla fine del 2019, di cui 119 mila relativi al Gruppo AEB;
- alle maggiori vendite dei grandi clienti del mercato elettrico;
- alla maggiore marginalità unitaria delle vendite sul mercato libero elettricità e gas, comprensiva delle componenti regolate a copertura dei costi di commercializzazione;
- alle minori vendite gas ai grandi clienti;
- alla minore marginalità delle attività di "Energy Solutions" conseguente alla contrazione dei ricavi da vendita/cessione di titoli di efficienza energetica (TEE) e alla riclassifica di Consul System tra le società destinate alla vendita (nel 2019 la società ha registrato circa 4 milioni di euro di Margine Operativo Lordo).

Significativo è stato il contributo della Business Unit Mercato ai risultati del quarto trimestre grazie all'aumento del numero di clienti del mercato libero elettrico e gas, anche per effetto della variazione di perimetro – consolidamento del Gruppo AEB dal 1° novembre 2020 –.

Nell'ultimo trimestre dell'anno, inoltre, sono venuti meno gli effetti temporanei che avevano penalizzato la marginalità delle attività di efficienza energetica e illuminazione pubblica nei primi nove mesi – slittamento da maggio a novembre dell'approvvigionamento da parte dei distributori obbligati all'annullamento dei Titoli di Efficienza Energetica –.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono stati complessivamente pari a 63 milioni di euro (60 milioni di euro al 31 dicembre 2019).

In conseguenza delle dinamiche sopra esposte, il Risultato Operativo Netto si è attestato a 157 milioni di euro (169 milioni di euro al 31 dicembre 2019).

Nel 2020 la Business Unit Mercato ha realizzato investimenti per 64 milioni di euro. Tali investimenti hanno riguardato per circa 38 milioni di euro il comparto energy retail, prevalentemente per interventi di manutenzione evolutiva e di sviluppo delle piattaforme Hardware e Software, in particolare per l'aggiornamento dei sistemi informativi in vista del superamento del mercato tutelato e per l'avvio di NEN -la nuova start up innovativa del Gruppo A2A destinata alle vendite di energia elettrica e gas per i clienti "digital" e caratterizzata da una gestione semplificata delle utenze e da una nuova metodologia di fatturazione -.

Si registrano inoltre circa 11 milioni di euro destinati allo sviluppo del servizio di illuminazione pubblica e 15 milioni di euro per progetti di mobilità elettrica ed efficienza energetica.

Nel 2020 gli FTE risultano pari a 917 unità (864 FTE al 31 dicembre 2019). La variazione è determinata dalle maggiori assunzioni per il potenziamento, in coerenza con gli obiettivi di sviluppo, di aree di attività tradizionali ed innovative, come le assunzioni della nuova società NEN.

6.5 Business Unit Ambiente

Di seguito si riporta una sintesi dei principali dati quantitativi ed economici relativi alla Business Unit Ambiente.

282 milioni di euro

EBIDTA 2020

+5,2% rispetto al 2019

174 milioni di euro

INVESTIMENTI

97 milioni nel 2019 (+79,4%)

3.251 Kton

Rifiuti smaltiti

(-2,7% vs 2019)

1.954 GWh

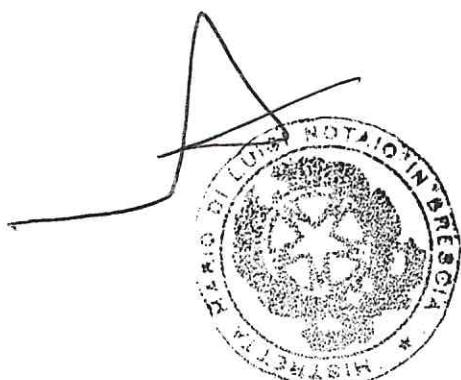
Energia elettrica venduta

(+9,8% vs 2019)

1.557 GWht

Calore ceduto

(+3,5% vs 2019)



Dati operativi

	31 12 2020	31 12 2019	VARIAZIONE	% 2020/2019
Rifiuti raccolti (Kton)	1.660	1.708	(48)	(2,8%)
Residenti serviti (#/1.000)	4.117	3.634	483	13,3%
Energia elettrica venduta	1.954	1.780	174	9,8%
Calore ceduto (GWht)*	1.557	1.505	52	3,5%

(*) quantità rilevate a bocca di centrale.

Nel 2020 le quantità di rifiuti raccolti, pari a 1.660 migliaia di tonnellate, risultano in calo del 2,8% rispetto all'anno precedente: la contrazione è legata al rallentamento delle attività economiche in seguito alla diffusione del COVID-19, soprattutto nella Città di Milano.

Le quantità di energia elettrica venduta evidenziano un incremento del 9,8% grazie alle minori fermate per manutenzione degli impianti di termovalorizzazione; le quantità di calore ceduto risultano in aumento del 3,5% a seguito delle maggiori quantità richieste dal comparto teleriscaldamento.

Rifiuti smaltiti (kton)	31 12 2020	31 12 2019	VARIAZIONE	% 2020/2019
Smaltimento rifiuti urbani	3.040	3.138	(98)	(3,1%)
- WTE	1.375	1.355	20	1,5%
- Discarica	2	37	(35)	(94,6%)
- Impianti di trattamento	1.663	1.746	(83)	(4,8%)
Smaltimenti industriali	211	202	9	4,5%
- WTE	66	71	(5)	(7,0%)
- Discarica	32	67	(35)	(52,2%)
- Impianti di trattamento	113	64	49	76,6%
TOTALE	3.251	3.340	(89)	(2,7%)

Le quantità riportate sono al netto degli smaltimenti infragruppo.

I rifiuti smaltiti registrano una riduzione del 2,7%. La variazione è principalmente riconducibile alla riduzione, in parte legata al rallentamento delle attività economiche per le misure anti-COVID, delle quantità smaltite nelle discariche e negli impianti di trattamento urbani.

Hanno invece contribuito positivamente la crescita degli smaltimenti nei termovalORIZZATORI grazie ad una maggiore disponibilità degli impianti – minori giorni di fermo per manutenzione – e il contributo dei nuovi impianti.

Dati economici

milioni di euro	01 01 2020 31 12 2020	01 01 2019 31 12 2019	VARIAZIONE	% 2020/2019
Ricavi	1.111	1.050	61	5,8%
Margine Operativo Lordo	282	268	14	5,2%
% su Ricavi	25,4%	25,5%		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(171)	(160)	(11)	6,9%
Risultato Operativo Netto	111	108	3	2,8%
% su Ricavi	10,0%	10,3%		
Investimenti	174	97	77	79,4%
Costo del personale	326	312	14	4,5%
FTE (*)	5.988	5.913	75	1,3%

(*) Non include le unità relative ad AEB.

6 Analisi dei principali settori di attività

Nell'esercizio in esame, la Business Unit Ambiente ha registrato ricavi per 1.111 milioni di euro (1.050 milioni di euro al 31 dicembre 2019). La variazione è riconducibile, oltre che ai maggiori ricavi da smaltimento rifiuti urbani degli impianti di termovalorizzazione del Gruppo, a variazioni nel perimetro di consolidamento (acquisizioni Electrometal, Agritre e consolidamento AEB).

Il Margine Operativo Lordo della Business Unit Ambiente è risultato pari a 282 milioni di euro (268 milioni di euro al 31 dicembre 2019).

Al netto delle partite non ricorrenti (+1 milione di euro nel 2020; sostanzialmente nulle nel 2019), il Margine Operativo Lordo Ordinario della Business Unit risulta pari a 281 milioni di euro in aumento di 13 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente.

Hanno contribuito positivamente al risultato dell'anno sia il comparto del trattamento dei rifiuti urbani (+10 milioni di euro rispetto al 2019) sia quello dei rifiuti industriali (+5 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente) grazie a:

- alle maggiori quantità di energia elettrica prodotta;
- alla positiva dinamica dei prezzi di conferimento (in particolare dei rifiuti assimilabili agli urbani);
- all'aumento dei prezzi di vendita della carta;
- al contributo degli impianti di nuova acquisizioni tramite operazioni di M&A: le linee di trattamento di Electrometal, società attiva nel trattamento e recupero di rifiuti provenienti da differenti processi industriali acquisita a fine 2019, l'impianto di generazione alimentato a biomassa di Agritre acquisito nel mese di febbraio 2020 e, di recente attivazione, l'impianto di recupero della plastica di Muggiano, attivato nel secondo semestre 2019.

Tali effetti positivi hanno più che compensato la riduzione di marginalità determinata dai minori prezzi di cessione dell'energia elettrica prodotta dai termovalorizzatori, la riduzione delle quantità smaltite negli altri impianti di trattamento urbani e i maggiori costi di smaltimento, in particolare delle scorie.

Nel confronto con l'esercizio precedente si segnalano anche la maggiore marginalità realizzata nelle commesse estere, attività di realizzazione degli impianti di trattamento rifiuti ad alta tecnologia, confluente nella Business Unit Ambiente in conformità con il nuovo modello operativo del Gruppo A2A e una flessione dei risultati nel comparto raccolta dovuta alla contrazione delle attività commerciali e ai maggiori costi entrambi riconducibili alla gestione dell'emergenza per COVID-19.

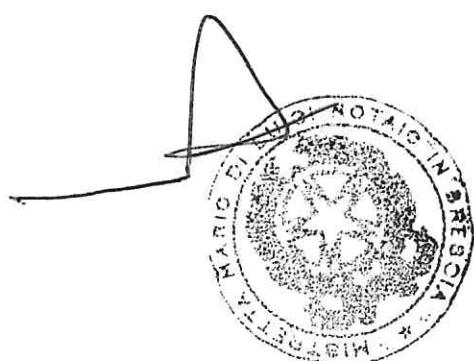
Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono risultati pari a 171 milioni di euro (160 milioni di euro al 31 dicembre 2019). La variazione in incremento è dovuta principalmente a maggiori accantonamenti per rischi nel 2020 e ad un incremento degli ammortamenti riconducibile ai maggiori investimenti realizzati nell'anno in esame.

Alla luce delle dinamiche sopra esposte, il Risultato Operativo Netto è stato pari a 111 milioni di euro (108 milioni di euro al 31 dicembre 2019).

Gli Investimenti del 2020 si sono attestati a 174 milioni di euro e hanno riguardato principalmente interventi di sviluppo e mantenimento degli impianti di termovalorizzazione per 106 milioni di euro - di cui 44 milioni di euro relativi agli interventi di sviluppo del termovalorizzatore di Parona e 10 milioni di euro relativi alla nuova linea di depurazione fumi del termovalorizzatore di Brescia -, degli impianti di trattamento per 38 milioni di euro, delle discariche per 2 milioni di euro, nonché l'acquisto di veicoli, contenitori, sistemi operativi e ristrutturazione di edifici aziendali del comparto raccolta per complessivi 28 milioni di euro.

Nel 2020 gli FTE della Business Unit Ambiente sono pari a 5.988 unità (5.913 FTE nel 2019).

La variazione è legata alla vittoria di nuove gare per la gestione dei servizi di raccolta e all'acquisizione delle nuove società.



6.6 Business Unit Reti

Di seguito si riporta una sintesi dei principali dati quantitativi ed economici relativi alla Business Unit Reti.

456 milioni di euro
EBIDTA 2020
-3,4% rispetto al 2019

378 milioni di euro
INVESTIMENTI
368 milioni nel 2019 (+3%)

1.509 M€
RAB Gas
(+5,8% vs 2019)

692 M€
RAB Energia Elettrica
(+8,0% vs 2019)

2.836 GWht
Calore venduto
(+1,9% vs 2019)

77 Mmc
Acqua distribuita
(-1,3% vs 2019)

6 Analisi dei principali settori di attività

Dati operativi

Reti

	31 12 2020	31 12 2019	VARIAZIONE	% 2020/2019
Energia elettrica distribuita (GWh)	10.673	11.735	(1.062)	(9,0%)
Gas distribuito (Mmc)	2.996	2.963	33	1,1%
Acqua distribuita (Mmc)	77	78	(1)	(1,3%)
RAB Energia Elettrica (M€) (*)	692	641	51	8,0%
RAB Gas (M€) (*)	1.509	1.426	83	5,8%

(*) Dati provvisori, sottostanti al calcolo dei ricavi ammessi di competenza del periodo.

Le quantità distribuite di energia elettrica e acqua della Business Unit Reti hanno registrato una contrazione rispetto all'esercizio precedente rispettivamente del 9% e dell'1,3%, prevalentemente a seguito del rallentamento delle attività economiche conseguenti alle misure adottate per contrastare l'emergenza sanitaria.

Le quantità di gas distribuito si sono attestate a 2.996 Mmc, in aumento dell'1,1%, grazie al contributo incrementale del Gruppo AEB relativo ai due mesi invernali novembre-dicembre.

La RAB nel 2020 sia per i servizi di distribuzione dell'energia elettrica che per quelli inerenti la distribuzione del gas è risultata in crescita rispettivamente del 8% e del 5,8% rispetto al 2019, attestandosi a 692 milioni di euro (Energia Elettrica) e a 1.509 milioni di euro (Gas). Tale incremento è dovuto, oltre che alla crescita degli investimenti, al consolidamento del Gruppo AEB a partire dal 1° novembre 2020.

Calore

GWht	31 12 2020	31 12 2019	VARIAZIONE	% 2020/2019
FONTI				
Impianti di:	1.369	1.362	7	0,5%
- Lamarmora	375	410	(35)	(8,5%)
- Famagosta	81	71	10	14,1%
- Tecnocity	64	62	2	3,2%
- Altri impianti	849	819	30	3,7%
Acquisti da:	2.048	1.966	82	4,2%
- Terzi	472	441	31	7,0%
- Altre Business Units	1.576	1.525	51	3,3%
TOTALE FONTI	3.417	3.328	89	2,7%
USI				
Vendite ai clienti finali	2.836	2.783	53	1,9%
Perdite di distribuzione	581	545	36	6,6%
TOTALE USI	3.417	3.328	89	2,7%
Energia elettrica da cogenerazione	298	316	(18)	(5,7%)

Note:

- I dati fanno riferimento alla sola attività di teleriscaldamento. Non sono incluse le vendite relative alla gestione calore.
- Sono incluse tra gli acquisti le quantità di calore acquistate dalla Business Unit Ambiente.

Le vendite di calore della Business Unit Reti dell'esercizio in esame si sono attestate a 2.836 GWht, in aumento rispetto ai volumi venduti nell'anno precedente dell'1,9%. L'aumento registrato, nonostante gli effetti negativi conseguenti alle misure anti-COVID, è riconducibile all'acquisizione di nuovi clienti e all'apporto delle vendite del Gruppo AEB nell'ultimo bimestre dell'anno.



Dati economici

milioni di euro	01 01 2020 31 12 2020	01 01 2019 31 12 2019	VARIAZIONE	% 2020/2019	Sintesi dei risultati per settori di attività
Ricavi	1.101	1.143	(42)	(3,7%)	Business Unit Generazione e Trading
Margine Operativo Lordo	456	472	(16)	(3,4%)	Business Unit Mercato
% su Ricavi	41,4%	41,3%			Business Unit Ambiente
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(209)	(260)	51	(19,6%)	Business Unit Reti
Risultato Operativo Netto	247	212	35	16,5%	Corporate
% su Ricavi	22,4%	18,5%			
Investimenti	378	368	10	2,7%	
Costo del personale	106	109	(3)	(2,8%)	
FTE (*)	2.791	2.792	(1)	0,0%	

(*) Non include le unità relative ad AEB.

I ricavi del 2020 della Business Unit Reti si sono attestati a 1.101 milioni di euro (1.143 milioni di euro al 31 dicembre 2019). La variazione è prevalentemente riconducibile a minori contributi tariffari per l'annullamento degli obblighi di risparmio energetico (TEE) dei distributori, alla contrazione dei ricavi del comparto calore determinata dal calo dei prezzi nell'esercizio in esame rispetto al 2019 e ai minori ricavi del comparto Smart City.

Il Margine Operativo Lordo della Business Unit Reti nel 2020 è risultato pari a 456 milioni di euro (472 milioni di euro al 31 dicembre 2019).

Al netto delle partite non ricorrenti (+7 milioni di euro nel 2020; +18 milioni di euro nel 2019), il Margine Operativo Lordo Ordinario della Business Unit risulta pari a 449 milioni di euro in diminuzione di 5 milioni di euro rispetto all'anno precedente.

La variazione della marginalità è riconducibile principalmente:

- nelle reti di distribuzione elettrica e gas (+3 milioni di euro): i minori costi operativi e il consolidamento del Gruppo AEB hanno compensato i minori ricavi ammessi ai fini regolatori;
- nel comparto teleriscaldamento (-10 milioni di euro): scenario energetico negativo che ha caratterizzato l'anno in corso;
- nel ciclo idrico (+4 milioni di euro): maggiori ricavi riconducibili ai recenti incrementi tariffari deliberati dall'Autorità;
- nel comparto Smart City (-2 milioni di euro): conclusione di attività avviate negli anni precedenti relative alla realizzazione di infrastrutture per la posa di cavi in fibra ottica.

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono risultati pari a 209 milioni di euro (260 milioni di euro al 31 dicembre 2019). La variazione è riconducibile alla svalutazione nell'esercizio 2019 dell'avviamento delle reti elettriche a seguito dell'impairment test (85 milioni di euro) in parte compensata da maggiori ammortamenti nell'anno per gli investimenti effettuati nel 2020, soprattutto per il piano di sostituzione dei contatori elettricità.

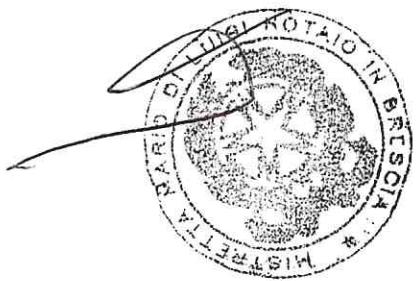
Alla luce delle dinamiche sopra esposte il Risultato Operativo Netto si è attestato a 247 milioni di euro (212 milioni di euro al 31 dicembre 2019).

Gli Investimenti dell'esercizio in esame sono risultati pari a 378 milioni di euro e hanno riguardato:

- nel comparto distribuzione energia elettrica, interventi di sviluppo e mantenimento degli impianti ed in particolare, l'allacciamento di nuovi utenti, il mantenimento delle cabine secondarie, l'ampliamento e il rifacimento della rete in media e bassa tensione, interventi di mantenimento e potenziamento degli impianti primari, nonché investimenti per avvio progetto smart meter 2G (138 milioni di euro);
- nel comparto distribuzione gas, interventi di sviluppo e mantenimento degli impianti relativi all'allacciamento di nuovi utenti, alla sostituzione di tubazioni in media e bassa pressione e dei contatori smart meter gas (103 milioni di euro);
- nel comparto ciclo idrico integrato, interventi di manutenzione e sviluppo sulla rete di trasporto e distribuzione dell'acqua, nonché interventi sulle reti fognarie e sugli impianti di depurazione (74 milioni di euro);
- nel comparto teleriscaldamento e gestione calore, interventi di sviluppo e mantenimento degli impianti e delle reti per complessivi 52 milioni di euro;
- nel comparto Smart City interventi di sviluppo e mantenimento su progetti TLC (11 milioni di euro).

6 Analisi dei principali settori di attività

Nel 2020 gli FTE si attestano a 2.791 unità, in linea con l'anno precedente. L'invarianza è l'effetto combinato di maggiori assunzioni per progetti di investimento nel 2020 e posticipi di assunzioni programmate per far fronte alla contrazione delle attività commerciali riconducibile all'emergenza sanitaria (Recovery Plan implementato dal Gruppo nel corso dell'anno).



6.7 Corporate

Dati economici

milioni di euro	01 01 2020 31 12 2020	01 01 2019 31 12 2019	VARIAZIONE	% 2020/2019
Ricavi	264	244	20	8,2%
Margine Operativo Lordo	(24)	(36)	12	(33,3%)
% su Ricavi	(9,1%)	(14,8%)		
Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni	(41)	(30)	(11)	36,7%
Risultato Operativo Netto	(65)	(66)	1	(1,5%)
% su Ricavi	(24,6%)	(27,0%)		
Investimenti	51	45	6	13,3%
Costo del personale	131	136	(5)	(3,7%)
FTE	1.393	1.420	(27)	(1,9%)

Il Margine Operativo Lordo, corrispondente ai costi di struttura della Corporate non riaddebitati alle diverse società del Gruppo nel corso del 2020, si attesta a -24 milioni di euro (-36 milioni di euro nel 2019). La variazione positiva di marginalità è riconducibile principalmente al maggior peso nell'anno in corso dei costi riaddebitati rispetto al totale dei costi sostenuti dalla Corporate.

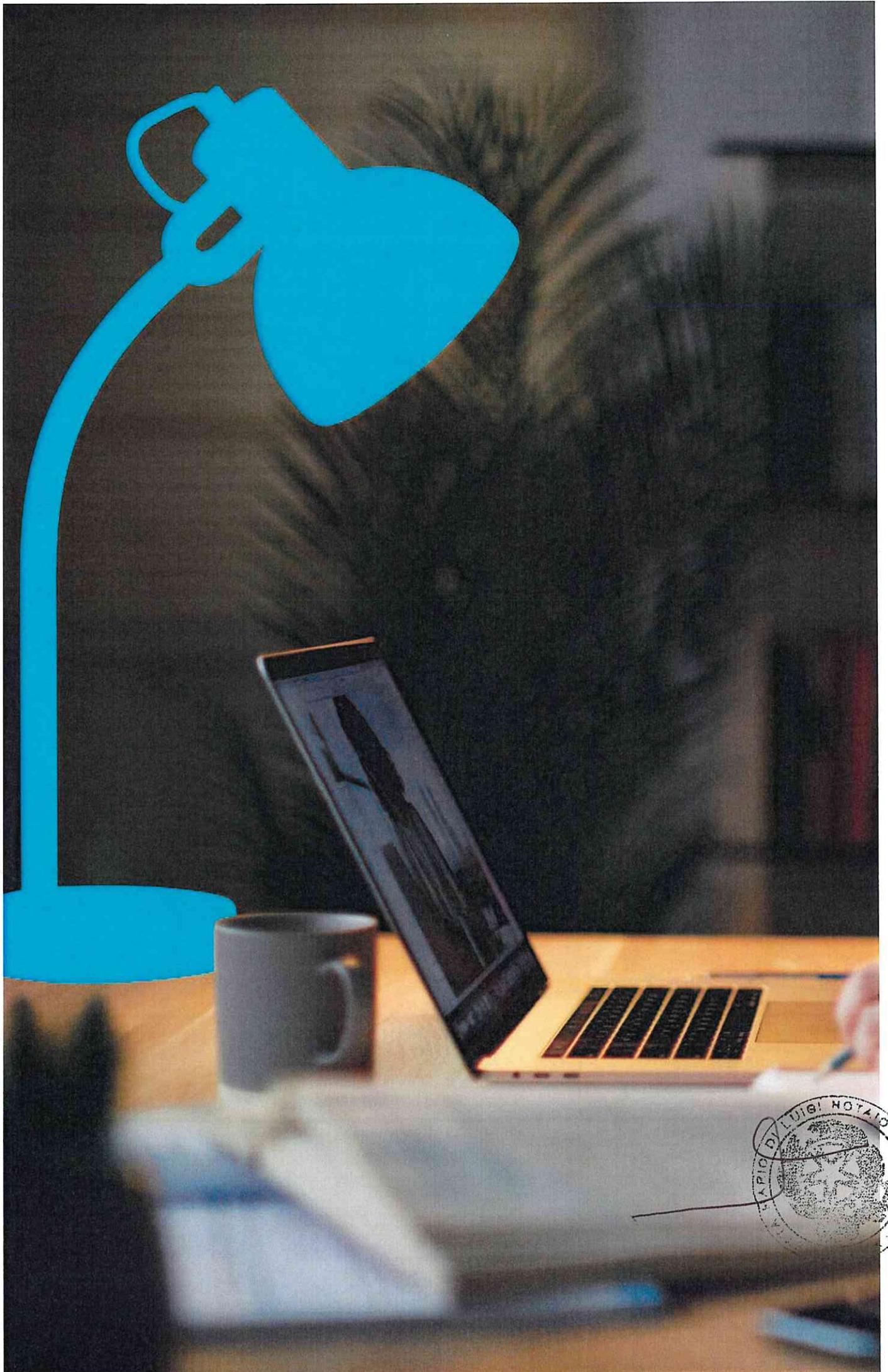
Gli oneri dell'anno in corso a seguito dell'emergenza sanitaria per garantire i livelli di sicurezza previsti – in parte riaddebitati alle Business Units del Gruppo - e l'erogazione di liberalità finalizzate a finanziare gli interventi in materia di contenimento e gestione dell'emergenza epidemiologica, sono stati più che compensati da azioni di contenimento di altri costi operativi e del costo del lavoro (rallentamento delle assunzioni).

Gli Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni sono risultati pari a 41 milioni di euro (30 milioni di euro al 31 dicembre 2019). La variazione è determinata in parte dai maggiori ammortamenti del 2020 ed in parte a rilasci di eccedenze del fondo rischi effettuati nell'anno precedente.

Al netto di Ammortamenti, Accantonamenti e Svalutazioni, il Risultato Operativo Netto è stato negativo per 65 milioni di euro (negativo per 66 milioni di euro al 31 dicembre 2019).

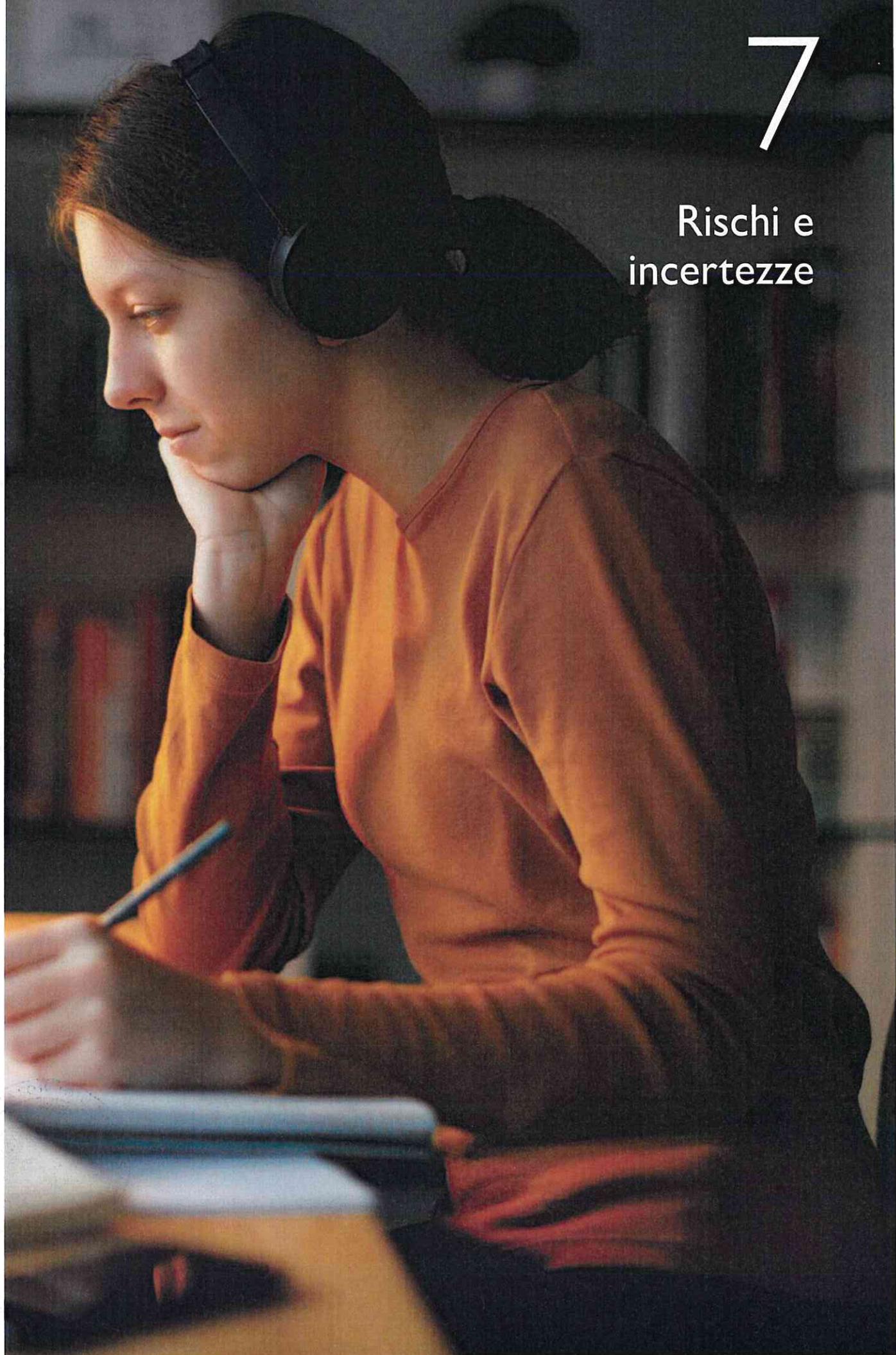
Gli Investimenti dell'anno sono pari complessivamente a 51 milioni di euro, di cui 38 milioni di euro relativi ad interventi sui sistemi informativi e 7 milioni di euro relativi ad investimenti sui fabbricati.

Nel 2020 gli FTE si attestano a 1.393 unità registrando una variazione negativa di 27 unità rispetto al 2019 legata alle azioni di efficientamento e di contenimento delle assunzioni messe in atto nell'anno della pandemia.



7

Rischi e
incertezze



7.1 Rischi e incertezze

Il Gruppo A2A si è dotato di un processo di assessment e reporting dei rischi ispirato alla metodologia dell'Enterprise Risk Management del Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (CoSO report), alle best practice in ambito Risk Management ed in compliance con il Codice di Autodisciplina dalla Consob, che recita: "...Ogni emittente si dota di un sistema di gestione dei rischi costituito dall'insieme delle regole, delle procedure e delle strutture organizzative volte a consentire l'identificazione, la misurazione, la gestione e il monitoraggio dei principali rischi...".

Il Gruppo ha inoltre adottato una specifica procedura che definisce in dettaglio ruoli, responsabilità e metodologie per il processo di Enterprise Risk Management (ERM).

Il processo prevede la definizione di un modello dei rischi che tiene conto delle caratteristiche del Gruppo, della sua vocazione multi-business e del settore di appartenenza. Tale modello è soggetto ad aggiornamenti periodici in coerenza con l'evoluzione del Gruppo e del contesto nel quale opera. La metodologia adottata è caratterizzata dalla periodica rilevazione dei principali rischi cui il Gruppo è soggetto. In tale ottica viene effettuato il processo di assessment che, attraverso il coinvolgimento di tutte le strutture aziendali, permette di determinare i rischi maggiormente rilevanti, i relativi presidi ed i piani di mitigazione. In questa fase risulta essenziale il coinvolgimento dei risk owner quali responsabili dell'identificazione, valutazione ed aggiornamento degli scenari di rischio (specifici eventi nei quali il rischio può concretizzarsi) afferenti le attività di propria competenza. Questa fase viene condotta con il supporto ed il coordinamento della struttura organizzativa di Group Risk Management attraverso modalità operative che consentono di individuare in modo chiaro i rischi, le relative cause e le modalità di gestione.

La metodologia adottata è modulare e fa leva sull'affinamento delle esperienze e dei metodi di analisi utilizzati; da un lato mira ad evolvere ulteriormente l'assessment rischi con particolare riferimento al consolidamento nel processo delle azioni di mitigazione, dall'altro a sviluppare ed integrare nei processi aziendali le attività di gestione dei rischi. Tale evoluzione è svolta in coerenza con la graduale crescita della consapevolezza del Management e delle strutture aziendali relativamente alle tematiche di gestione del rischio, anche attraverso specifico supporto formativo fornito da Group Risk Management.

Il processo ERM supporta anche le certificazioni ISO9001, ISO14001 e ISO45001 del Gruppo.

Di seguito si procede alla descrizione dei principali rischi e incertezze a cui il Gruppo è esposto.

L'emergenza per il Coronavirus, avendo possibili ricadute su più di una delle tipologie di rischio, viene trattata in questa sezione di apertura.

Emergenza sanitaria virus COVID-19

Con riferimento all'emersione dell'emergenza Coronavirus si segnala che sono state poste in essere misure di gestione della crisi nonché l'identificazione di adeguate mitigation prospettiche legate al rischio di estensione temporale dell'emergenza.

Il Gruppo A2A si è dotato dal 2018 di un crisis plan di Gruppo che identifica il sistema organizzativo, le attività e le procedure necessarie per fare fronte agli eventi che hanno portato alla dichiarazione di crisi, con lo scopo di tutelare le risorse umane interne ed esterne al Gruppo A2A, contenere i danni materiali e immateriali e garantire la corretta gestione dei flussi comunicativi verso l'esterno e la continuità dei servizi offerti, riorganizzando in tempi rapidi le normali condizioni di operatività e salvaguardando la reputazione aziendale. Si segnala che il Gruppo A2A sta gestendo l'emergenza sanitaria del COVID-19 nella piena applicazione delle prescrizioni della suddetta procedura con costituzione e gestione di appositi Comitati di crisi. Tali comitati, che si riuniscono per il coordinamento delle attività di gestione della crisi, permettono di indirizzare le azioni della società in coerenza con le disposizioni dei vari DPCM emanati e svolgono un'attività preventiva attraverso la definizione di piani di mitigazione da attivare nel caso di peggioramento della situazione emergenziale.

Di seguito vengono descritte le principali azioni di presidio e di mitigazione identificate:

- definizione dei minimi di servizio funzionali da monitorare a cura dei responsabili di impianto e della lista dei responsabili necessari per gestire gli impianti e relativi back-up, anche con riferimento alle ditte appaltatrici; tale attività è stata completata e può essere attivata in caso di indisponibilità del personale;
- attività di sensibilizzazione verso le ATS (Agenzie di Tutela della Salute) affinché sia garantito al personale di alcune società del Gruppo il riconoscimento dello status di lavoratore che svolge un servizio essenziale per la collettività, prevedendo deroghe ai protocolli sanitari da attivare in caso di necessità;



- azioni sul personale volte ad evitare gli assembramenti e garantire la sicurezza delle persone (predisposizione corpo procedurale secondo le disposizioni dei protocolli sanitari, adozione di DPI, sanificazione dei locali, misurazione della temperatura ecc.); è stata altresì garantita la segregazione del personale delle ditte esterne;
- predisposizione di un piano dei fabbisogni di attrezzature e DPI da utilizzare in modalità usa e getta;
- adozione di soluzioni organizzative e tecnologiche per garantire lo svolgimento di alcuni processi critici da remoto e modalità d'esecuzione del pronto intervento;
- predisposizione di "villaggi filtro" con stanze-container a disposizione del personale che dovesse finire in quarantena;
- istituzione di "point of care" presso i principali siti del Gruppo e cioè di aree attrezzate per la somministrazione di tamponi rapidi a vantaggio dei lavoratori che siano stati a stretto contatto con un positivo.

Con riferimento alle ricadute economiche si rimanda allo specifico paragrafo "Emergenza Sanitaria Virus COVID-19 ed Effetti della pandemia sui risultati annuali e sul valore delle attività (IAS 36)".

Rischi iniziative di sviluppo piano strategico

Si fa riferimento al rischio di mancato o parziale raggiungimento degli obiettivi di crescita delineati nel Piano Industriale adottato dal Gruppo A2A: il Piano 2021-2030 pone ambiziosi target di crescita, principalmente in tema di economia circolare (recupero materia ed energia, valorizzazione del calore altrimenti disperso, preservazione della risorsa idrica) e transizione energetica (sostenimento della crescita nelle fonti energetiche rinnovabili, valorizzazione della generazione elettrica degli impianti a ciclo combinato, incremento della base clienti, sostegno alla elettrificazione dei consumi). Tra i principali fattori di rischio che gravano sui diversi ambiti di sviluppo si citano: possibili criticità autorizzative e di contesto territoriale avverso, presenza di rilevanti competitors in grado di ostacolare il conseguimento di quote sui mercati nazionali ed esteri, incertezze di natura normativa e regolatoria inerenti la liberalizzazione dei mercati energetici nazionali, rischi di natura commerciale in collegamento ai target di incremento della base clienti stabiliti nel Piano adottato.

A presidio di queste tematiche si evidenziano misure di natura prevalentemente organizzativa, con strutture aziendali focalizzate sull'analisi dei mercati e degli ambiti di sviluppo oggetto del Piano, sulla gestione degli aspetti tecnici ed ingegneristici, sul mantenimento di rapporti improntati a trasparenza e collaborazione coi territori, gli enti e le istituzioni interessate, nonché iniziative di sviluppo commerciale che prevedono anche l'utilizzo di canali e modalità comunicative innovative.

Rischi normativi e regolatori

Il Gruppo A2A opera in settori fortemente regolamentati siano essi gestiti in regime di monopolio naturale (quali le infrastrutture di distribuzione e di trasporto dell'energia elettrica e del gas, il ciclo idrico integrato e il teleriscaldamento) o in regime di libero mercato (come l'attività di energy management, trading e vendita di vettori energetici e di altri servizi ai clienti).

La Legge di Bilancio 2018 ha, inoltre, esteso le competenze di regolazione e controllo dell'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico (AEEGSI che cambia nome in ARERA - Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente) al ciclo dei rifiuti, anche differenziati, urbani e assimilati.

Tra i fattori di rischio va, pertanto, considerata l'evoluzione costante e non sempre prevedibile del contesto normativo e regolatorio di riferimento.

A fronte di tali fattori di rischio, il Gruppo adotta una politica di monitoraggio e gestione del rischio normativo e regolatorio al fine di mitigarne, per quanto possibile, gli effetti attraverso un presidio articolato su più livelli, che prevede in primis il dialogo collaborativo con le istituzioni (ARERA, Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, Autorità per le Garanzie nelle Comunicazioni, Ministero dello Sviluppo Economico) e con gli organismi tecnici del settore (Gestore dei Servizi Energetici, Gestore dei Mercati Energetici, Terna) nonché la partecipazione attiva ad associazioni di categoria e a gruppi di lavoro istituiti presso gli stessi enti.

Anche lo sguardo alla normativa europea, seguendo i lavori di Bruxelles tramite la partecipazione ai tavoli di Eurelectric e Cedec, permette di vedere "in anticipo" quello che sarà oggetto di recepimento nella legge italiana (in alcuni casi automatico come per i regolamenti).

Per affrontare tali problematiche, il vertice aziendale ha costituito un'apposita struttura organizzativa, denominata "Affari Regolatori e Concorrenza", ampliandone il mandato, rafforzandone il legame con il business e superando la visione per cui il rapporto con il regolatore debba essere interpretato come sola compliance o litigation.

7 Rischi e incertezze

È, inoltre, previsto un costante dialogo con le Business Units non solo per la simulazione degli impatti sull'attività corrente ma anche per la valutazione delle nuove iniziative.

È stato, altresì, costituito il Comitato Istituzionale e Regolatorio, composto dal Presidente e dall'Amministratore Delegato, oltre che dal Responsabile Affari Istituzionali e dalla Responsabile di Affari Regolatori e Concorrenza. Tale Comitato si riunisce periodicamente coinvolgendo di volta in volta i Responsabili delle Business Units interessati nonché i Responsabili delle strutture di staff al fine di trasferire loro le novità regolatorie, concordare una posizione aziendale sulle norme in evoluzione nonché raccogliere le istanze del business per veicolarle agli stakeholders di riferimento.

Affari Regolatori e Concorrenza ha implementato strumenti di monitoraggio e controllo costantemente aggiornati (es. la Regulatory Review prodotta semestralmente o la Regulatory Agenda redatta in occasione del Budget/Piano), al fine di considerare i potenziali impatti della regolazione sulle società.

La Struttura organizzativa presidia, rispettivamente da gennaio 2017 e da gennaio 2019, anche il rischio regolatorio per il Gruppo LGH e per il Gruppo ACSM-AGAM al fine di monitorarne e gestirne in modo coordinato gli impatti.

Tra le principali materie oggetto di evoluzioni regolatorie e normative in corso, con i maggiori potenziali effetti sul Gruppo, si segnalano in particolare:

- le norme che disciplinano le concessioni idroelettriche di grande derivazione a seguito della Legge n. 12/2019 che all'art. 11-quater ha disposto un riordino complessivo della materia dando alle Regioni un ruolo sempre più rilevante (per la Regione Lombardia si richiama la Legge Regionale n. 5 dell'8 aprile 2020);
- l'esito dei ricorsi presentati da alcuni operatori e da un'associazione di categoria per l'annullamento del DM MiSE 28 giugno 2019 e di tutti i connessi atti di ARERA e di Terna che hanno implementato la disciplina del capacity market;
- le gare inerenti l'affidamento delle concessioni per il servizio di distribuzione del gas;
- la cessazione delle concessioni del SII in capo alle società del Gruppo operanti nel settore e il loro trasferimento a titolo oneroso al Gestore Unico dell'ambito (con particolare riferimento nell'immediato ai comuni gestiti in via transitoria da A2A Ciclo Idrico nella provincia di Brescia);
- la certificazione dei risparmi energetici nell'ambito del meccanismo dei Certificati Bianchi da parte del Gestore dei Servizi Energetici;
- gli impatti sullo sviluppo del teleriscaldamento dovuti alla mancanza di uno strumento specifico di incentivazione e all'avvio della regolazione del settore da parte di ARERA solo per gli aspetti inerenti la qualità commerciale e tecnica e non anche per il sostegno agli investimenti;
- gli impatti sul settore dei rifiuti dei provvedimenti ARERA sulla fase del trattamento (in particolare per la definizione delle tariffe di accesso agli impianti);
- le previsioni della Legge Concorrenza 2017 in materia di cessazione dei regimi di tutela dei prezzi per i clienti dei settori elettrico e del gas la cui data è oggi fissata per le piccole imprese elettriche al 1° gennaio 2021 mentre per i clienti domestici elettrici, per le micro-imprese elettriche e per i clienti gas al 1° gennaio 2023 (come da ultimo posticipata per effetto del DL Milleproroghe).

Da ultimo si segnala che, considerati i numerosi interventi dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato sui settori di interesse del Gruppo A2A (in termini di avvii di istruttorie per abuso di posizione dominante, per intese nonché di indagini conoscitive) il CdA di A2A S.p.A. ha approvato nella seduta del 20 giugno 2019 l'adozione del Programma di Compliance Antitrust con la conseguente nomina di un Responsabile per la sua attuazione mentre nella seduta del 20 gennaio 2020 l'adozione del Codice di Condotta Antitrust. Infine in data 23 giugno 2020 è stata adottata una Linea Guida Antitrust che disciplina le regole di condotta che i dipendenti del Gruppo A2A devono osservare per evitare violazioni della normativa antitrust (documento disponibile sulla intranet aziendale). Nel 2020 sono state avviate le sessioni di formazione.

Per una trattazione più dettagliata di questi rischi si rimanda alla sezione "Evoluzione della regolazione ed impatti sulle Business Units del Gruppo A2A".

Rischi finanziari

Rischi di liquidità

Il rischio di liquidità riguarda la capacità del Gruppo di far puntualmente fronte ai propri impegni di pagamento. A presidio di tale rischio il Gruppo garantisce il mantenimento di adeguate disponibilità finanziarie, nonché di un liquidity buffer sufficiente a far fronte agli impegni inattesi. Al 31 dicembre 2020 il Gruppo ha disponibilità liquide per complessivi 1.012 milioni di euro e 790 milioni di euro di finanziamenti e linee di credito committed non utilizzate. La gestione del rischio liquidità è perseguita dal Gruppo anche attraverso un Programma di Emissioni Obbligazionarie (Euro Medium Term Note Program).



sufficientemente capiente e parzialmente inutilizzato tale da consentire alla società un tempestivo ricorso al mercato dei Capitali. Al 31 dicembre 2020 tale programma ammonta a 4 miliardi di euro, di cui 1.049 milioni di euro ancora disponibili.

La capacità del Gruppo di ottenere prestiti nei mercati bancari o finanziari dipende, tra l'altro, dalle condizioni di mercato prevalenti e dal rating del Gruppo al momento della necessità di finanziamento. Non vi è alcuna garanzia che il Gruppo sarà in grado di accedere a finanziamenti a condizioni uguali o migliori di quelle di cui gode attualmente.

Rischi legati al rispetto dei Covenants sul debito

Tale rischio sussiste qualora i contratti di finanziamento prevedano la facoltà da parte del soggetto finanziatore, al verificarsi di determinati eventi, di chiedere il rimborso anticipato del finanziamento, comportando quindi un potenziale rischio di liquidità in capo al Gruppo. Nella sezione "Altre Informazioni/Rischio rispetto covenants" della Relazione finanziaria consolidata sono illustrati nel dettaglio tali rischi relativi al Gruppo A2A. Nella medesima sezione sono inoltre elencati i finanziamenti che contengono covenants finanziari. Al 31 dicembre 2020, non vi è alcuna situazione di mancato rispetto dei covenants delle società del Gruppo A2A.

Rischi sui tassi di interesse

Il rischio di tasso d'interesse è relativo all'incertezza associata all'andamento dei tassi d'interesse, le cui variazioni possono determinare, dato un certo ammontare e composizione del debito, un aumento degli oneri finanziari netti. La volatilità degli oneri finanziari associata all'andamento dei tassi di interesse viene pertanto monitorata e mitigata tramite una politica di gestione del rischio tasso volta all'individuazione di un mix equilibrato di finanziamenti a tasso fisso e a tasso variabile e l'utilizzo di strumenti derivati di copertura che limitino gli effetti delle fluttuazioni dei tassi di interesse.

Per una maggiore comprensione dei rischi di variazione dei tassi di interesse a cui è soggetto il Gruppo, semestralmente al 31 dicembre e al 30 giugno viene condotta un'analisi di sensitività degli oneri finanziari netti e delle componenti valutative dei contratti finanziari derivati al variare dei tassi di interesse. Nella sezione "Altre Informazioni/Rischio di tasso di interesse" della Relazione finanziaria consolidata sono illustrati gli effetti sulla variazione degli oneri finanziari e del fair value dei derivati conseguente ad una variazione della curva forward dei tassi di interesse di +/- 50 bps.

Rischi legati alle attività industriali e di business

Rischi di contesto macroeconomico (PIL)

Le attività del Gruppo sono sensibili ai cicli congiunturali e alle condizioni economiche generali dei paesi in cui opera. Un rallentamento dell'economia potrebbe determinare, ad esempio, un calo dei consumi e/o della produzione industriale, avendo di conseguenza un effetto negativo sulla domanda di energia elettrica e degli altri vettori offerti dal Gruppo, compromettendone i risultati e le prospettive ed impedendo l'attuazione delle strategie di sviluppo programmate.

L'attuale contesto dei mercati dell'energia nel quale si trovano ad operare gli impianti di produzione, con specifico riferimento a quelli termoelettrici, risente fortemente di un quadro economico complessivo fortemente deteriorato, anche e soprattutto in esito alle misure restrittive adottate, a livello nazionale ed internazionale, per far fronte all'emergenza COVID-19. Il rischio è rappresentato dal protrarsi della situazione emergenziale, con dilazione dei tempi di ripresa del sistema produttivo italiano e conseguente ridotta marginalità degli impianti di produzione di energia elettrica.

A presidio di ciò, si evidenzia come siano tuttora attive ed operanti tutte quelle misure, a suo tempo intraprese per gli impianti a ciclo combinato, finalizzate a garantirne flessibilità di esercizio, efficienza e disponibilità nei momenti in cui detti requisiti vengano loro richiesti.

Per gli anni a venire le proiezioni macroeconomiche prevedono una graduale ripresa degli scambi internazionali ed una moderata espansione della domanda interna; ciò determinerà un parziale recupero del PIL con conseguenti riflessi positivi sulla domanda di energia elettrica e dei vettori energetici offerti dal Gruppo.

Rischi legati ai prezzi delle commodities e dell'energia

Il Gruppo A2A, con riferimento alle caratteristiche dei settori in cui opera, è esposto al rischio scenario energetico, ovvero al rischio legato alle variazioni dei prezzi delle materie prime energetiche (energia elettrica, gas naturale, carbone, olio combustibile) e dei prezzi dei permessi di emissione di CO₂ (EUAs) nonché del tasso di cambio ad esse associato. Variazioni significative, inattese e/o strutturali del prezzo delle commodities, soprattutto nel medio periodo, possono comportare una contrazione dei margini operativi del Gruppo e dei flussi di cassa.

7 Rischi e incertezze

Per mitigare questi rischi, il Gruppo ha approvato una Energy Risk Policy che disciplina le modalità con cui viene monitorato e gestito il rischio commodity ovvero il massimo livello di variabilità cui il risultato è esposto con riferimento all'andamento dei prezzi delle commodities energetiche. In coerenza con quanto previsto dalla Policy, vengono annualmente definiti ed approvati dal CdA i limiti di rischio commodity del Gruppo.

Il rischio di mercato viene mitigato monitorando costantemente l'esposizione netta totale del portafoglio di Gruppo ed agendo sui fattori che ne condizionano maggiormente l'andamento. Vengono definite, ove necessario, idonee strategie di copertura volte a mantenere tale rischio entro i limiti stabiliti, tipicamente tramite coperture a 12 mesi e parzialmente a 24 mesi.

Attraverso la gestione di contratti fisici e strumenti finanziari derivati si persegue dunque l'obiettivo di stabilizzare i flussi di cassa generati dal portafoglio di asset e dai contratti in essere, limitando, per quanto possibile, la volatilità dei risultati economici e finanziari del Gruppo al variare del prezzo delle commodities.

Rischi di contesto socio-ambientale

Possibili azioni di opposizione alla presenza degli impianti promosse da alcuni portatori di interesse e amplificate attraverso l'uso dei social networks, dovute ad una percezione negativa di alcune attività (come quelle di recupero e smaltimento rifiuti) nei territori serviti (il fenomeno detto "Not In My Back Yard") potrebbero ostacolare il regolare esercizio degli impianti esistenti nonché il processo autorizzativo di nuovi impianti (ad esempio quelli di recupero o smaltimento dei rifiuti e di conversione di impianti termoelettrici) e dunque la crescita pianificata dal Gruppo in alcune aree di business.

Per mitigare questo rischio il Gruppo ha istituito strutture organizzative dedicate al presidio dei rapporti istituzionali, con le comunità locali e con il territorio, al fine di instaurare e mantenere un dialogo collaborativo con i vari portatori di interesse. In tale quadro il Gruppo, al fine di costruire il consenso intorno alle proprie iniziative, partecipa a tavoli tecnici con interlocutori istituzionali a livello soprattutto locale nonché attraverso l'organizzazione dei forum multi-stakeholder pensati per promuovere il dialogo con il territorio. Il forum nasce con lo scopo di identificare delle soluzioni che possano rispondere in modo mirato ed efficace alle esigenze e alle aspettative dei portatori di interesse e che consentano di promuovere la sostenibilità ambientale, economica e sociale delle attività svolte dalle Società e dal Gruppo e dei servizi erogati sul territorio.

Rischi connessi ai cambiamenti climatici

Le produzioni di energia idroelettrica del Gruppo, i consumi di energia elettrica, gas e calore per riscaldamento invernale e i servizi di distribuzione di elettricità e di acqua potabile erogati dal Gruppo possono subire le variazioni sfavorevoli nei parametri meteorologici e climatici, quali ad esempio la scarsità e la modifica del regime delle precipitazioni, le temperature particolarmente miti nella stagione invernale, le ondate di calore nella stagione estiva. Cambiamenti nella disponibilità della risorsa idrica possono portare anche a conflitti tra i vari portatori di interesse nonché limitazioni all'esercizio degli impianti idroelettrici. Questi fattori possono influenzare sfavorevolmente le produzioni, le vendite e la reputazione del Gruppo e determinare, di conseguenza, impatti economico-finanziari negativi.

Per mitigare questo rischio sono in corso numerose azioni:

- per garantire l'ottimale sfruttamento delle risorse idriche disponibili a scopo energetico, il Gruppo ha istituito delle strutture organizzative dedicate all'elaborazione di analisi e modelli ingegneristici a supporto della programmazione, sia di medio sia di breve termine, degli impianti idroelettrici;
- con riferimento alla riduzione della domanda di energia termica da parte dell'utenza finale rispetto a quanto pianificato, il Gruppo ha istituito strutture organizzative aziendali dedicate al costante aggiornamento delle previsioni di domanda in relazione all'andamento atteso delle temperature. Inoltre sono stati pianificati, sul lungo periodo, investimenti per ridurre i costi della produzione di calore tramite recuperi termici nonché di sviluppo delle reti di teleriscaldamento nell'ottica di ampliare la base clienti;
- per garantire, anche sul lungo periodo, l'erogazione di acqua potabile in maniera continuativa, il Gruppo A2A monitora e mappa le perdite dalla rete idrica per individuare la priorità degli investimenti ed ha allo studio l'interconnessione degli acquedotti e la ricerca di nuove fonti di approvvigionamento idrico.

Inoltre, i fenomeni meteorologici estremi come alluvioni e smottamenti possono avere impatti negativi sugli asset del Gruppo (come canali, dighe, impianti) così come su infrastrutture di terzi necessarie per la continuità delle attività del Gruppo (es. linee di trasmissione dell'energia elettrica). Questi fattori possono determinare danni diretti sugli asset e/o indiretti dovuti alla interruzione delle attività produttive. Per mitigare questo rischio il Gruppo ha posto in essere piani e procedure di gestione delle emergenze. Inoltre, sono state stipulate polizze assicurative che comprendono la copertura dei danni diretti e indiretti provocati dai fenomeni naturali.



Infine il Gruppo è esposto ai rischi connessi alla transizione attesa verso una economia a bassa intensità di carbonio, che si esprime attraverso cambiamenti normativi, possibili conflitti per l'uso delle risorse, innovazione tecnologica, modifiche negli stili di consumo e delle aspettative degli stakeholders. Questi fattori, se non fossero tenuti in sufficiente considerazione nella definizione delle scelte strategiche del Gruppo, potrebbero determinare impatti economico-finanziari dovuti ad esempio al deprezzamento di asset industriali, nonché perdita di reputazione.

Per contribuire al processo di decarbonizzazione il Gruppo si è impegnato a ridurre le proprie emissioni di CO₂ – sia dirette che indirette. Il Consiglio di Amministrazione ha infatti approvato un target per le emissioni complessive del Gruppo da raggiungere entro il 2030, obiettivo che è stato riconosciuto come Science Based Target, cioè in linea con il livello di decarbonizzazione richiesto per raggiungere gli obiettivi dell'Accordo di Parigi (limitare il riscaldamento globale a valori ben al di sotto di 2 °C sopra i livelli pre-industriali e proseguire gli sforzi per limitare il riscaldamento a 1,5 °C). Le principali strategie adottate dal Gruppo per raggiungere l'obiettivo comprendono: la cessazione dell'utilizzo del carbone e dell'olio combustibile, l'aumento di efficienza e conseguente riduzione delle emissioni per gli impianti termoelettrici a gas naturale (cicli combinati), l'adozione di un piano strategico che prevede un ingente incremento della produzione energetica da fonte rinnovabile coerente col target, nonché l'utilizzo di energia proveniente interamente da fonte rinnovabile per i propri consumi.

Rischi operativi dovuti al possesso e alla gestione degli impianti di produzione elettrica, di cogenerazione, di trattamento e recupero dei rifiuti nonché delle reti e impianti di distribuzione

Il Gruppo gestisce siti produttivi e servizi operativamente e tecnologicamente complessi (centrali elettriche, dighe, impianti di recupero e smaltimento rifiuti, centrali di cogenerazione, reti di distribuzione per elettricità, gas, calore, servizi di raccolta rifiuti e igiene urbana, servizio integrato di erogazione di acqua potabile, ecc.). Guasti meccanici e/o elettrici accidentali, sedimenti strutturali, incendi, attacchi terroristici, agitazioni sindacali e pandemie potrebbero determinare danni agli asset e, nei casi peggiori, compromettere la capacità produttiva del Gruppo, nonché la possibilità di garantire la continuità dei servizi. Tutti questi fattori possono determinare anche incrementi dei costi, danni a terze parti, così come penali imposte dalle autorità competenti.

Per mitigare questi rischi il Gruppo pone in essere strategie di gestione preventiva volte a ridurre le probabilità di accadimento delle cause e/o finalizzate ad attenuarne gli impatti. Inoltre, il Gruppo ha in essere investimenti volti a garantire il costante aggiornamento tecnologico ed adeguati livelli manutentivi degli impianti, piani e procedure per la gestione delle emergenze nonché una procedura di gestione delle crisi che prevede la istituzione di comitati interdisciplinari di gestione, organizzati sia a livello di Gruppo sia di Business Unit e tra loro coordinati. Infine, è in corso l'attività di strutturazione del Business Continuity Plan per il Gruppo A2A.

Per coprire i rischi residuali, il Gruppo ha stipulato polizze assicurative a copertura dei danni diretti e indiretti che potrebbero manifestarsi. Nell'ambito del contratto assicurativo vengono condotti periodicamente (ogni 3 anni) sopralluoghi sugli impianti e raccomandati/verificati interventi di miglioramento della sicurezza degli asset e di loss prevention.

Rischi di information technology e di operational technology

Le attività del Gruppo A2A sono gestite attraverso sistemi informativi e reti sia IT (Information Technology) sia OT (Operational Technology) che supportano i principali processi aziendali, siano essi operativi sia amministrativi e commerciali. In particolare, il Gruppo utilizza sistemi informatici per registrare, elaborare e sintetizzare informazioni finanziarie e risultati delle attività a fini di rendicontazione interna e per ottemperare ai requisiti normativi, legali e fiscali. Inoltre, il Gruppo raccoglie e archivia dati sensibili, tra cui proprietà intellettuale, informazioni commerciali e informazioni personali di clienti, fornitori di servizi e dipendenti, in Data Center. Il funzionamento di questi sistemi e reti informatiche e tecnologiche, nonché l'elaborazione e la conservazione di questi dati in modo sicuro sono fondamentali per le attività del Gruppo.

L'aumento delle minacce alla sicurezza della tecnologia informatica, anche per effetto dell'utilizzo di strumenti personali a seguito della remotizzazione del lavoro nel periodo di emergenza sanitaria, e la criminalità informatica più sofisticata rappresentano un rischio per la sicurezza dei sistemi e delle reti del Gruppo e per la riservatezza, la disponibilità e l'integrità dei suoi dati. Una violazione della sicurezza potrebbe esporre il Gruppo, i propri clienti, i fornitori di servizi ed i dipendenti a rischi di uso improprio di informazioni o sistemi, compromissione di informazioni riservate, perdita di risorse finanziarie, manipolazione e distruzione di dati ed interruzioni operative. Tutti questi fattori potrebbero incidere negativamente sulla reputazione, sulla posizione competitiva, sulle attività e sui risultati delle attività del Gruppo. Le violazioni della sicurezza potrebbero anche comportare controversie, sanzioni pecuniarie e interdittive, nonché costi operativi e di altra natura.

7 Rischi e incertezze

Per mitigare questo rischio sono in atto nel Gruppo numerose azioni: politiche e procedure interne, strumenti di segregazione degli accessi alle informazioni, specifiche policy relative all'utilizzo dei dispositivi mobili, valutazioni inerenti la vulnerabilità dei sistemi e degli applicativi, software specifici per la ricerca di malware, attività di formazione per aumentare la consapevolezza dei dipendenti, attività periodica di IT Security risk assessment per identificare gli applicativi più critici. Inoltre, sono in corso la strutturazione di un Security Operations Center evoluto in grado di aumentare l'efficacia del monitoraggio delle minacce, nonché interventi specifici per mitigare i rischi emergenti, anche a seguito del consistente utilizzo della modalità di lavoro da remoto legata alla pandemia COVID-19.

Le eventuali inadeguatezze, frammentazioni, indisponibilità e/o malfunzionamenti degli applicativi potrebbero compromettere la capacità del Gruppo di operare nei tempi e modi prestabiliti. Questi fattori potrebbero comportare una perdita di reputazione verso i clienti, nonché impatti economico finanziari. Per mitigare questo rischio sono in corso attività di rinnovamento delle piattaforme esistenti, ovvero piani di razionalizzazione degli applicativi in uso, in particolare per le piattaforme di Customer Relationship Management a supporto delle attività commerciali.

Inoltre, sussiste il rischio di possibili interruzioni dei sistemi e delle infrastrutture a seguito di potenziali eventi (naturali e non) che le colpiscono, con conseguenze, potenzialmente anche critiche, sulla capacità del Gruppo di mantenere la continuità di funzionamento dei propri sistemi. Per mitigare questo rischio, il Gruppo ha messo a punto un processo per garantire la continuità operativa, anche in caso di indisponibilità di uno dei due CED (Centro Elaborazione Dati), di alcuni sistemi maggiormente importanti per il business. Inoltre, sono state portate a termine le attività di transportation del Data Center di Milano presso le infrastrutture di un fornitore esterno, dotato dei più elevati livelli di sicurezza in termini di continuità del servizio.

La struttura organizzativa Group ICT opera anche in coordinamento con le competenti strutture organizzative per la messa a punto dei sistemi informatici a supporto della compliance nei principali ambiti normativi, quali ad esempio la protezione dei dati personali, nonché a supporto della correttezza delle pratiche commerciali attuate sui vari canali di vendita.

Rischi di salute e sicurezza

Il manifestarsi di tali rischi può avvenire sia in caso di accadimento incidenti o di infortuni gravi o gravissimi che interessino i dipendenti (nonché i lavoratori delle ditte appaltatrici e/o i terzi) sia in caso del manifestarsi di malattie professionali. Tali rischi sono connessi alle attività del Gruppo quali, ad esempio, quelle legate ai servizi operativi sul territorio ed allo svolgimento dei processi di esercizio e manutenzione presso gli impianti.

Il manifestarsi di tali rischi può comportare perdita di reputazione, nonché procedimenti penali, civili e/o amministrativi per violazioni alla normativa, e/o sanzioni, costi per risarcimenti e/o aumento dei premi assicurativi nonché, nei casi peggiori, interruzione dell'operatività degli impianti, con conseguenti impatti economico-finanziari negativi per il Gruppo.

Per mitigare questi rischi il Gruppo ha istituito strutture organizzative dedicate alla gestione degli aspetti di Salute e Sicurezza presso la capogruppo nonché presso le Business Units, le singole Società ed i principali impianti. Inoltre, il Gruppo mantiene attivi i Sistemi di Gestione per la Salute e la Sicurezza certificati secondo lo standard ISO 45001, per la capogruppo A2A e per la maggior parte delle Società controllate. Oltre ai piani di formazione obbligatoria specifica per ogni ruolo e incarico aziendale, sono stati attuati ed estesi progressivamente, anche a tutte le Business Units, programmi di formazione "Leadership in Health and Safety – LiHS", che prevedono, a tutti i livelli, un coinvolgimento emotionale sul tema della sicurezza e la diffusione della cultura della sicurezza tramite persone leader individuate all'interno delle aree operative.

In relazione alla pandemia COVID-19, stante l'attuale quadro normativo, rientra in questo tipo di rischi anche l'eventualità di azioni legali promosse da dipendenti che portino a presunti profili di responsabilità del datore di lavoro e delle società del Gruppo in caso di contatto col virus e contrazione della malattia. Per gestire questo rischio, il Gruppo sta adottando scrupolosamente le prescrizioni e i protocolli previsti dalle vigenti normative e linee guida emanate dagli enti competenti nonché massimizzando il lavoro da remoto.

Rischi ambientali

Il manifestarsi di tali rischi può avvenire come conseguenza di incidentalità nei processi produttivi sia in conseguenza delle particolari caratteristiche del business svolto dal Gruppo che può portare a reazioni da parte dell'opinione pubblica circa presunte ricadute sull'ambiente e/o sulla salute delle popolazioni residenti. Tali rischi sono connessi, ad esempio, allo smaltimento dei residui di produzione, alle emissioni conseguenti ai processi produttivi, alla gestione delle attività di raccolta, stoccaggio, trattamento e smaltimento rifiuti, alla depurazione delle acque, alla gestione delle attività di svuotamento e manutenzione



degli invasi di raccolta delle risorse idriche destinate alla produzione di energia elettrica, ecc. Tutti questi fattori possono potenzialmente comportare perdita di reputazione, procedimenti penali, civili e amministrativi, sanzioni, costi di risanamento e ripristino ambientale nonché, nei casi peggiori, interruzione dell'operatività degli impianti con conseguenti impatti economico-finanziari negativi per il Gruppo.

Si segnala inoltre che l'eventuale emanazione di modifiche al corpo normativo esistente potrebbe comportare costi ed investimenti per garantire il rispetto delle nuove prescrizioni nonché impatti operativi su alcune attività industriali.

Per mitigare questi rischi il Gruppo, oltre a realizzare sistemi tecnici e tecnologici di prevenzione e riduzione dell'inquinamento presso le varie realtà industriali in ottemperanza alle normative di settore ed in accordo alle migliori tecniche disponibili, ha istituito strutture organizzative dedicate alla gestione degli aspetti di Ambiente presso la capogruppo nonché presso le Business Units, le singole società e i principali impianti. Il Gruppo, inoltre, mantiene attivi i Sistemi di Gestione Ambientale certificati secondo lo standard ISO 14001 per la capogruppo A2A e per le principali Società. Per alcuni siti sono anche in essere le registrazioni secondo il regolamento europeo EMAS. A copertura del rischio ambientale residuale, il Gruppo A2A ha stipulato un'assicurazione contro i danni da inquinamento, sia di tipo accidentale sia graduale cioè sia per eventi originati da un fatto improvviso ed imprevedibile sia in caso di danno ambientale connaturato con l'esercizio continuativo delle attività. Il Gruppo è inoltre attivo nel monitoraggio della normativa in itinere nonché presente sui tavoli tecnici indetti dalle associazioni con lo scopo di evidenziare le eventuali criticità legate all'evoluzione normativa.



8

Gestione responsabile della sostenibilità



8.1 Gestione responsabile della sostenibilità

La sostenibilità da diversi anni, soprattutto grazie all'Agenda 2030 dell'ONU, che nel 2015 ha disegnato un nuovo quadro globale per lo sviluppo sostenibile coi suoi 17 obiettivi (Sustainable Development Goals – SDGs), è entrata a far parte delle agende politiche dei più importanti leader mondiali. Ma è nel 2019 che diventa protagonista assoluta delle politiche internazionali e del sentire comune. Si pensi al Green Deal, presentato negli ultimi mesi dell'anno dalla Presidente della Commissione Europea, Ursula von der Leyen, che promuove un'alleanza pubblico-privato per fare del nostro continente il campione mondiale dell'economia green, capace di raggiungere la neutralità carbonica nel 2050, e agli scioperi mondiali sul clima dei "Friday for future", a cui hanno aderito massivamente i giovani della generazione Z, chiedendo con forza il cambiamento verso un'economia low carbon e circolare.

La pandemia da COVID-19, esplosa nei primi mesi del 2020, ha dato maggior profondità e significato alla sostenibilità. L'emergenza sanitaria ha rivoluzionato e stravolto i modi di vivere delle persone, mettendo in evidenza la strettissima interconnessione tra benessere individuale e collettivo, ambiente e società. La responsabilità sociale è divenuto uno dei cardini per affrontare l'emergenza nelle diverse fasi e un'ulteriore spinta verso un modello di sviluppo inclusivo, che non lasci indietro nessuno.

In questa situazione di profonda crisi, A2A ha scorto l'opportunità di rinnovarsi e di rafforzare in modo significativo il proprio contributo al passaggio a un nuovo modello economico e di sviluppo, volto a garantire alle generazioni future un domani sostenibile. In questa direzione, negli ultimi mesi del 2020, il Gruppo ha lavorato alla definizione di una nuova strategia di business, fondata sulla sostenibilità, con un orizzonte temporale di lungo termine, al 2030, nell'alveo dell'Agenda 2030 dell'ONU.

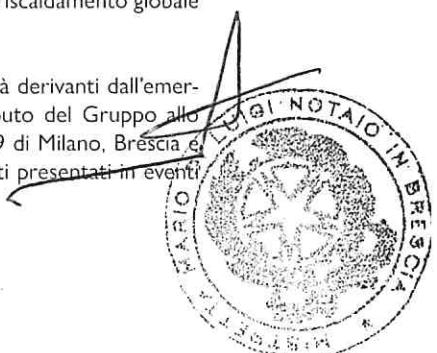
Il nuovo Piano Strategico, che prevede uno sviluppo fondato su transizione energetica ed economia circolare, comporterà, nel 2021, un importante aggiornamento anche delle azioni e degli obiettivi del Piano di Sostenibilità, che era stato approvato il 19 marzo 2020 per il quinquennio 2020–2024.

Il 13 maggio del 2020 è stato presentato all'Assemblea degli azionisti di A2A il quarto Bilancio Integrato del Gruppo, che per il secondo anno rappresenta anche la Dichiarazione Non Finanziaria ai sensi del D.Lgs. 254/16. Questo documento continua a essere redatto secondo standard e metodologie rigorose e internazionalmente condivise, in particolare l'Integrated Reporting Framework (IR Framework) e gli Standard internazionali della Global Reporting Initiative (GRI). Per il quarto anno consecutivo, nel documento, è stato inserito il monitoraggio del Piano di Sostenibilità, che ha evidenziato come la maggior parte degli indicatori stia avendo dei progressi significativi, dando ragione al lavoro che il Gruppo sta svolgendo.

Anche grazie a questo andamento, nei primi mesi del 2020, A2A ha visto confermata da parte di Standard Ethics la valutazione positiva del proprio rating, EE (Strong) nel breve periodo, e confermato il rating di medio periodo EE+ (Very Strong). La società, inoltre, è stata confermata nei sei indici etici in cui è inclusa (FTSE4Good Index, ECPI Indices, Ethibel Sustainability Index Excellence Europe, EURO STOXX Sustainability Index, Euronext Vigeo Index, Eurozone 120, Standard Ethics Italian Index). Nel 2020, inoltre, A2A ha raggiunto una fascia di eccellenza nel CDP Climate Change, incrementando il proprio punteggio da "B-" ad "A-".

Queste conferme si devono in particolare alla nuova politica di emissioni del Gruppo A2A, che ha reso ancor più ambiziosi gli obiettivi di decarbonizzazione, allineandoli all'Accordo sul Clima di Parigi del 2015. In questa direzione A2A ha previsto, al 2030, una riduzione del 46% delle emissioni dirette (Scope1) di gas effetto serra per chilowattora prodotto, rispetto al 2017 (emission factor al 2030 pari a 230 gCO₂/kWh). Negli impegni si annovera anche la riduzione del 100% delle emissioni Scope2 entro il 2024, ed una riduzione del 20% delle emissioni indirette Scope3 entro il 2030 collegate all'acquisto di combustibili per i propri impianti e alle vendite di gas ai clienti finali. Questo nuovo target è stato sottoposto all'analisi della Science-Based Targets initiative (SBTi) - un'iniziativa che nasce dalla collaborazione tra il CDP (precedentemente Carbon Disclosure Project), il Global Compact delle Nazioni Unite (UNGC), il World Resources Institute (WRI) e il World Wide Fund for Nature (WWF) - per verificare l'allineamento dei target di decarbonizzazione delle imprese con le indicazioni dell'Accordo di Parigi (COP21). A2A è stata la prima multiutility in Italia ad aver ottenuto la validazione del target delle emissioni da parte della SBTi. A marzo 2020 i target di riduzione delle emissioni sono stati infatti approvati dalla SBTi, come coerenti con le evidenze scientifiche sul clima, e allineati alla riduzione richiesta per contenere il riscaldamento globale al di sotto dei 2° rispetto all'era preindustriale.

Per quanto riguarda la sostenibilità territoriale, nel 2020 A2A, pur con le difficoltà derivanti dall'emergenza sanitaria da COVID-19, ha continuato a raccontare l'impegno e il contributo del Gruppo allo sviluppo sostenibile dei territori. Sono stati realizzati i Bilanci di Sostenibilità 2019 di Milano, Brescia, Bergamo, Valtellina-Valchiavenna, Friuli e Venezia Giulia e Piemonte, che sono stati presentati in eventi



dalla doppia "anima": in presenza, nel rispetto delle norme vigenti COVID-19, e "a distanza" in live streaming. Anche quest'anno, i documenti hanno descritto nel dettaglio le performance e i progetti che il Gruppo sta realizzando a favore di ciascun territorio, partendo dagli 11 Obiettivi di Sviluppo Sostenibile dell'Agenda 2030 dell'ONU, scelti da A2A. Per ciascuno di questi Bilanci è stata realizzata una versione cartacea di sintesi e una di approfondimento consultabile sul web, all'interno della sezione Sostenibilità del sito corporate di A2A. L'area è stata integralmente riprogettata nel 2020, con l'obiettivo di renderla uno spazio di incontro tra l'azienda, i cittadini e gli utenti, e di permetterne una navigazione più semplice e multidimensionale. In particolare sono state sviluppate 3 dimensioni: la prima dedicata ai servizi e alle performance dell'anno sui territori, la seconda – A2A per gli SDGs – nella quale si racconta il contributo di A2A al loro sviluppo sostenibile e la terza – Storie del Territorio – dedicata al racconto dei progetti più significativi realizzati.

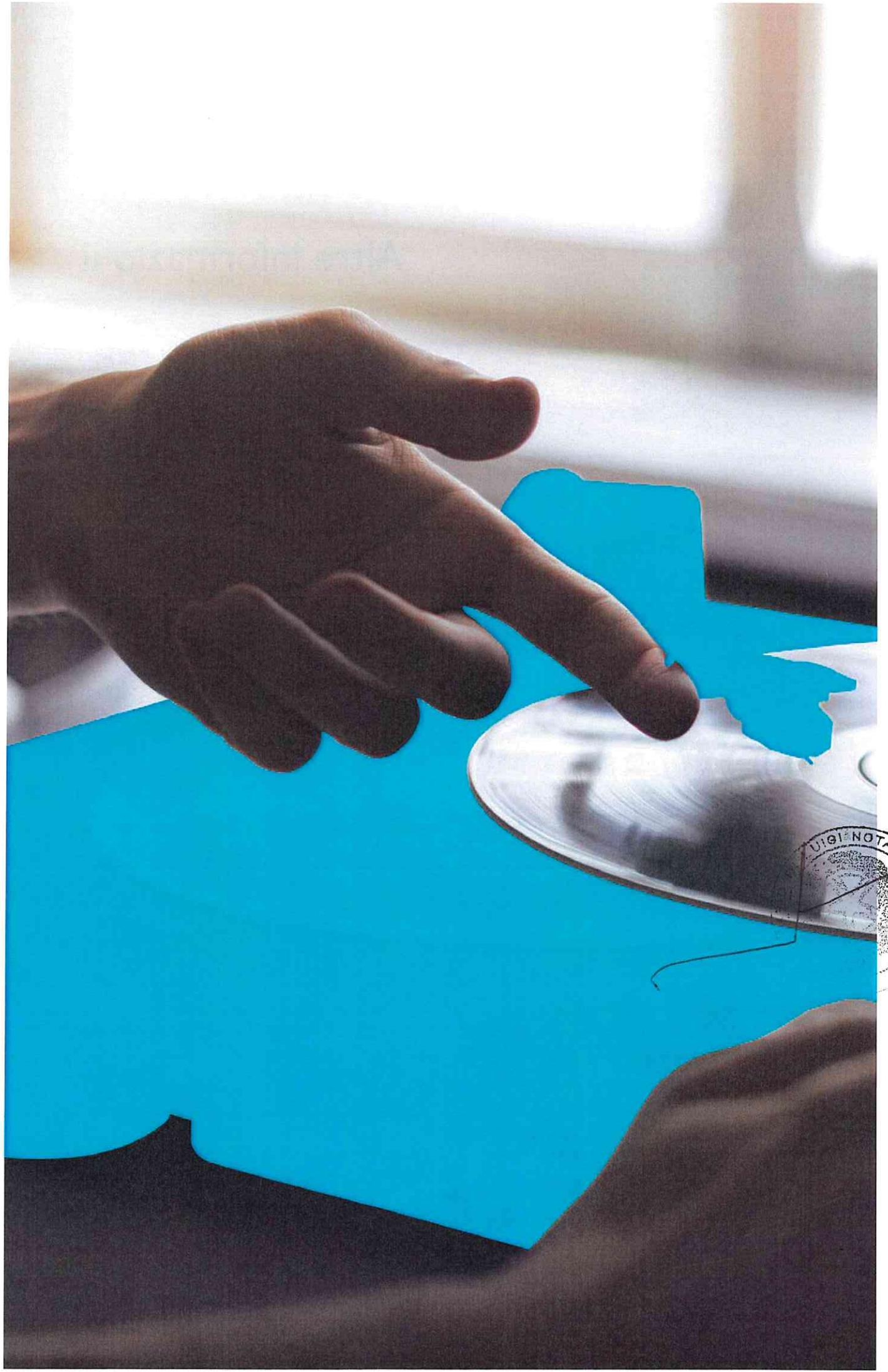
Nell'ambito del programma di ascolto degli stakeholder, il 15 dicembre si è svolto il primo incontro del forumAscolto Brescia 2020, nato come momento di dialogo e confronto con i principali stakeholder del territorio bresciano, con l'obiettivo di costruire un documento strategico condiviso, che includesse le azioni e i progetti che A2A può mettere in atto, anche attraverso accordi o partnership con gli attori locali, per contribuire attivamente al rilancio economico e allo sviluppo sostenibile del territorio bresciano. Il forumAscolto rappresenta anche un'occasione per avviare un confronto strutturato con le realtà locali in relazione alla Strategia Nazionale e Regionale di Sviluppo Sostenibile e alle opportunità offerte dalle recenti politiche europee in ambito ambientale (Green Deal, Next Generation EU, prossima pianificazione europea).

L'organizzazione del forum è stata anticipata da un'azione di ascolto degli stakeholder, svolta tramite interviste, dalla quale sono emerse tre tematiche chiave: Transizione Energetica, Economia Circolare, Acqua. A partire da questi macro-temi, questo primo incontro del forum - che si è svolto online - ha permesso di individuare i bisogni e le priorità di intervento. A partire dalle priorità e dai bisogni emersi, nel 2021 sarà realizzato il secondo appuntamento, che avrà l'obiettivo di individuare le progettualità da sviluppare, favorendo e valorizzando forme di collaborazione e partnership tra l'azienda e le istituzioni, il mondo accademico, le forze economiche e sociali del territorio bresciano.

Per quanto concerne il Banco dell'Energia – il progetto di responsabilità sociale emerso dal forum di Brescia – promosso da A2A con Fondazione AEM e Fondazione ASM, sono proseguiti i 16 progetti che si sono aggiudicati le risorse messe a disposizione dal Bando "Doniamo Energia2", sempre a supporto delle famiglie in situazioni di vulnerabilità economica e sociale su tutto il territorio lombardo ed è stato lanciato un terzo bando "Doniamo Energia3", riservato alle reti sostenute nell'ambito delle due precedenti edizioni, che hanno già promosso progetti in grado di intercettare precocemente le famiglie fragili. La fase di lockdown ha avuto infatti un impatto immediato sull'economia del Paese e sui bilanci delle famiglie. L'obiettivo della terza edizione di "Doniamo Energia" è quello di dare risposte rapide e coordinate alla popolazione in povertà e vulnerabilità, a partire proprio da quella fascia di popolazione che si è trovata in una condizione di improvvisa fragilità a causa delle ripercussioni economiche e sociali date dall'emergenza sanitaria COVID-19.

Per quanto riguarda le attività educational, nel mese di giugno 2020, si è chiuso il concorso di merito "Missione Terra Global Goal Protocol" per l'anno scolastico 2019-20, dedicato alle scuole italiane primarie e secondarie di primo e di secondo grado, focalizzato sull'obiettivo n. 4 dell'Agenda 2030 "Istruzione di qualità". Nel mese di settembre è stato avviato, per l'anno scolastico 2020-21, il nuovo progetto "EnergiAscuola", che verte sugli obiettivi n. 7 "Energia rinnovabile" accessibile a tutti e n. 12 "Consumo responsabile". Un simulatore energetico e un quiz interattivo permetteranno agli studenti di analizzare quanto la loro scuola è efficiente e come possono contribuire con i loro comportamenti a un effettivo risparmio energetico.

Sempre in risposta all'emergenza COVID, sono stati pubblicati sull'innovativa piattaforma digital edutv.a2a.eu nuovi contenuti video e webinar per continuare a dialogare con i docenti iscritti al portale scuole.a2a.eu e affiancarli durante la didattica a distanza. Quest'anno il palinsesto di edutv è stato arricchito da una serie di appuntamenti live con relatori di alto rilievo coordinati da Cristina Gabetta, giornalista ed esperta di comunicazione ambientale a livello internazionale sugli obiettivi di Sviluppo Sostenibile dell'Agenda ONU 2030.



9

Altre informazioni



9.1 Altre informazioni

Revisione del bilancio e informativa ai sensi dell'art. 149-duodecies del Regolamento Emittenti Consob

Il bilancio d'esercizio di A2A S.p.A. è sottoposto a revisione contabile completa, da parte della società EY S.p.A. sulla base dell'incarico conferito dall'assemblea dei soci per gli esercizi dal 2016 al 2024.

Nella seguente tabella sono riepilogati gli onorari corrisposti per l'attività di revisione nell'ambito del Gruppo nel corso del 2020, suddivisi tra il revisore principale EY S.p.A. e gli altri revisori.

Descrizione migliaia di euro	Revisore principale	Altri revisori
A2A S.p.A.		
Revisione del bilancio d'esercizio	147	-
Revisione del bilancio consolidato	43	-
Verifiche periodiche della contabilità	21	-
Revisione limitata della relazione semestrale	68	-
Revisione dei conti annuali separati per ARERA	15	-
Totale	294	-
Società controllate		
Revisione del bilancio d'esercizio	831	-
Verifiche periodiche della contabilità	208	-
Revisione limitata della relazione semestrale	191	-
Revisione dei conti annuali separati per ARERA	72	-
Altri gruppi consolidati (LGH, ACSM-AGAM, AEB)	637	-
Totale	1.939	-
Società collegate e Joint Ventures		
Revisione delle informazioni inviate ai soci per il consolidamento	29	-
Totale	29	-
TOTALE GRUPPO A2A	2.262	-

Nel corso dell'esercizio 2020 oltre alle attività di revisione sopra riportate si segnala che sono state svolte, da società appartenenti al network EY, altre attività per l'ammontare complessivo di 167 migliaia di euro che hanno riguardato principalmente attività di competenza del revisore legale della società così come previsto dalla normativa vigente.

Azioni proprie

Al 31 dicembre 2020 A2A S.p.A. possiede n. 23.721.421 azioni proprie, pari allo 0,757% del capitale sociale composto da n. 3.132.905.277 azioni. Al 31 dicembre 2020 non sono detenute azioni proprie per il tramite di società controllate, società finanziarie o per interposta persona.

Il valore nominale unitario di tali azioni è pari a 0,52 euro.

Sedi secondarie

La società non ha sedi secondarie.

Parti correlate e consolidato fiscale

Si segnala che il dettaglio dei rapporti con le parti correlate è riportato alla nota n. 39 del Bilancio consolidato e alla nota n. 35 del Bilancio separato.



Le informazioni sul governo societario e gli assetti proprietari di cui all'art. 123-bis del D.Lgs. n. 58/1998, come modificato, sono contenute in apposito fascicolo "Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari relativa all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2020" parte integrante della documentazione di bilancio.

In ottemperanza alle previsioni del "Regolamento recante disposizioni in materia di operazioni con parti correlate" adottato dalla Consob con Delibera n. 17221 del 12 marzo 2010 e successivamente modificato con Delibera n. 17389 del 23 giugno 2010, il Consiglio di Gestione, con delibera in data 11 novembre 2010, ha approvato, previo parere favorevole del Comitato per il Controllo Interno, la prescritta Procedura al fine di individuare le regole e i presidi volti ad assicurare la trasparenza e la correttezza sostanziale e procedurale delle operazioni con parti correlate poste in essere da A2A S.p.A. direttamente ovvero per il tramite di società controllate. La predetta Procedura, rinvenibile sul sito internet www.a2a.eu, è stata applicata con decorrenza 1° gennaio 2011.

Il Consiglio di Amministrazione del 20 giugno 2016 ha deliberato, previo parere favorevole del Comitato di Controllo Rischi, la revisione della procedura "Disciplina delle operazioni con Parti Correlate". La revisione della Procedura prevede in particolare la riduzione, introdotta in via facoltativa, della soglia per le operazioni con le controllate dei Comuni di Milano e Brescia, al di sopra della quale prevedere l'applicazione della Procedura stessa.

La Società ha deciso di avvalersi delle facoltà previste dagli articoli 70, comma 8, e 71, comma 1-bis, del Regolamento Emissenti e, quindi, di derogare all'obbligo di mettere a disposizione del pubblico un documento informativo in occasione di operazioni significative di fusione, scissione, aumento di capitale mediante conferimento di beni in natura, acquisizione e cessione.