Acsm Agam
L'ENERGIA CHE UNISCE

RELAZIONE SULLA GESTIONE 2021

al 31 dicembre 2021

INDICE

LETTERA DEL PRESIDENTE 02

IL GRUPPO E LE ATTIVITÀ GESTITE 03

CORPORATE HIGHLIGHTS 05

ORGANI SOCIALI 08

AZIONARIATO 09

ACSM AGAM S.P.A. IN BORSA 10

PRINCIPALI INDICATORI ALTERNATIVI DI PERFORMANCE 11

DATI SIGNIFICATIVI 12
- Sintesi dei dati economici 12
- Margine Operativo Lordo - Sintesi per Business Unit 14
- Sintesi dei dati patrimoniali 15

ANDAMENTO DELLA GESTIONE 2021 16

INVESTIMENTI DEL GRUPPO 18

SINTESI DELLA SITUAZIONE PATRIMONIALE E FINANZIARIA E FINANZIARIA CONSOLIDATA 19

ANALISI DEI RISULTATI PER BUSINESS UNIT 23
- Business Unit Vendita 23
- Business Unit Reti 25
- Business Unit Energia e Tecnologie Smart 27
- Business Unit Ambiente 30
- Corporate e altro 32

SINTESI ECONOMICO-PATRIMONIALE E FINANZIARIA DELLA CAPOGRUPPO ACSM-AGAM S.P.A. 33

EVENTI RILEVANTI DEL 2021 39

EVENTI SUCCESSIVI 42

QUADRO NORMATIVO E REGOLAMENTARE DI RIFERIMENTO 2021 42
- Tassonomia per gli investimenti sostenibili 42
- Business Unit Energia e Tecnologie Smart 43
- Business Unit Vendita 47
- Business Unit Ambiente 50
- Business Unit Reti 56

INFORMAZIONI DI RISCHIO QUALITATIVE 65
- Rischi e incertezze derivanti dal conflitto in corso tra Russia e Ucraina 65
- Rischi e incertezze derivanti dall'emergenza sanitaria determinata dal COVID-19 67
- Modelli di Organizzazione, Gestione e Controllo dei rischi del gruppo 68
- Rischio di contesto economico e socio-ambientale 70
- Rischi operativi 70
- Rischio di cambio 70
- Rischio di tasso di interesse 71
- Rischio di liquidità 71
- Rischio scenario energetico 71
- Rischio variazioni climatiche 72
- Rischio normativo e regolatorio 72

ALTRE INFORMAZIONI 74
- Impegno sostenibile 74
- Assenza di Attività di direzione e coordinamento 74
- Rapporti con parti correlate 75
- Continuità aziendale 75
- Azioni proprie 76
- Attività di Ricerca e Sviluppo 76
- Relazione sul Governo Societario 76
- Semplificazione normativa adottata dalla Consob: adesione al Regime opt-out 76

EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE 77

PROPOSTA IN MERITO ALLE DELIBERAZIONI SUL BILANCIO AL 31 DICEMBRE 2021 78

LETTERA DEL PRESIDENTE

Attraversiamo anni difficili, complessi, sofferti, che sollecitano una risposta consapevole e vitale e richiedono, in particolare a realtà quale la nostra, che figura tra i principali *player* nazionali dell'energia, un grande senso di responsabilità.

La mission del Gruppo è sempre quella di generare valore ma il contesto richiede di assumere anche il ruolo di interprete delle sfide della trasformazione energetica, del *climate change*, della digitalizzazione, della vivibilità urbana e della *smart city*, per potersi porre come *partner* responsabile nei confronti dei territori e delle comunità locali, dal sistema impresa alle famiglie, per cui operiamo da anni.

La sostenibilità era e resta la stella polare che ci guida, sia in termini di attività sia dal punto di vista delle politiche di radicamento. Acsm Agam nasce del resto sulla base di una vocazione tesa all'efficientamento e alla valorizzazione delle risorse naturali, secondo un modello di costante sviluppo accompagnato dalla compatibilità ambientale.

È un modus operandi che fa parte del nostro DNA, come dimostrano gli investimenti dedicati alle iniziative di tutela, efficienza, valorizzazione dell'ambiente che, nel Piano Industriale 2022-2026, valgono il 67 per cento del totale dei 457 milioni di euro di investimenti previsti.

Tutte le quattro aree di business in cui è articolata l'operatività del Gruppo attuano – concretamente - la sostenibilità, in linea con l'indirizzo internazionale orientato alla transizione energetica, fattore imprescindibile entrato nel lessico quotidiano, che coinvolge tutti e ricomprende le grandi scelte strategiche e i piccoli gesti quotidiani.

Lo raccontano i progetti salienti messi a punto per i prossimi anni:

- l'Ambiente prevede sia nuovi impianti di trattamento, sia il potenziamento di quelli esistenti, con l'obiettivo di ridurre ulteriormente le emissioni e sviluppare il portafoglio clienti dell'igiene urbana dal punto di vista territoriale e nelle caratteristiche qualitative (differenziata, economia circolare);
- la Business Unit Energia e Tecnologie Smart investe nel settore del teleriscaldamento – energia pulita –: in agenda, nuovi importanti progetti e l'efficientamento delle reti esistenti;
- le Reti si dedica all'efficientamento tecnologico e ha già conseguito recenti, importanti obiettivi nella riduzione delle perdite idriche;
- la Vendita mantiene stabilmente la centralità del cliente rafforzando sia la capillare presenza territoriale sia le modalità di dialogo con la propria *community*.

A quanto sopra si aggiungono i progetti sinergici e trasversali quali le reti di colonnine di rifornimento a supporto della mobilità elettrica; il bonus casa e l'installazione dei pannelli fotovoltaici, nonché le progettualità *Smart & Green* della corporate quali la riqualificazione energetica delle sedi, all'adeguamento degli spazi di lavoro, affiancati da un progetto di *New Ways of Working* rivolto alla popolazione aziendale e dalla elettrificazione della flotta aziendale.

Il lavoro di Gruppo libera sino in fondo la capacità di proposta di Acsm Agam e il senso di appartenenza della popolazione aziendale è un fattore decisivo nel consolidamento dei risultati così come nel perseguimento degli obiettivi che declinano l'anima saldamente *green*.

Questo impegno consolidato si evince anche nel progetto di bilancio che sottoponiamo alla vostra attenzione e naturalmente nella rendicontazione non finanziaria che l'accompagna, in cui è documentata (ora anche in un'apposita piattaforma web) l'iniziativa delle aziende del Gruppo nei vari settori.

Il 2021 segnala un importante avanzamento sull'anno precedente. L'Ebitda, 87 milioni di euro, cresce nell'ordine dei 17 punti percentuali. È il frutto di un'azienda sana e solida in grado di proporre un dividendo estremamente significativo, pari a 9,5 centesimi di euro per azione.

Il Gruppo restituisce valore al territorio, che lo riconosce quale affidabile punto di riferimento, in termini di ricchezza, vitalità, supporto, innovazione.

Sin dal 2021, Acsm Agam ha siglato un accordo con Fondazione Cariplo, nell'ambito di un'alleanza strategica triennale, volano di uno stanziamento di 2 milioni di euro destinati alle comunità locali investite dagli effetti della pandemia, attraverso interventi a contrasto delle diverse condizioni di povertà (alimentare, educativa) causate dall'emergenza economica e sociale. E in seguito al conflitto in Ucraina il Gruppo ha messo in campo iniziative specifiche per contribuire alla catena di solidarietà nei confronti delle popolazioni colpite e in fuga, coinvolgendo in un ideale patto di solidarietà i dipendenti e la *community* dei clienti.

Scelte di sostenibilità e di responsabilità sociale che accompagnano il presente del nostro Gruppo e lo sguardo sul futuro.

Il Presidente

Marco Canzi

IL GRUPPO E LE ATTIVITÀ GESTITE

Il Gruppo Acsm Agam si colloca tra le principali multiutility del nord Italia. Alla prima integrazione delle utilities di Como e Monza, avvenuta nel 2009, è seguita l'aggregazione, a partire dal primo di luglio 2018, con le *utilities* di Lecco, Sondrio e Varese, con A2A come costante azionista di riferimento e *partner* industriale.

Grazie a tali aggregazioni, il Gruppo ha considerevolmente ampliato le attività a vocazione *multi-utility*, sia in termini territoriali che di *business*, avviandone in modo significativo di nuove con particolare riferimento alla mobilità elettrica (colonnine di ricarica), all'efficientamento e riqualificazione energetica, agli impianti di microcogenerazione, all'illuminazione pubblica e ai servizi *Smart* sui territori (reti radiofrequenza *LoraWan*, *metering*, *parking*, *security*).

Le attività del Gruppo Acsm Agam sono organizzate in quattro Business Unit:

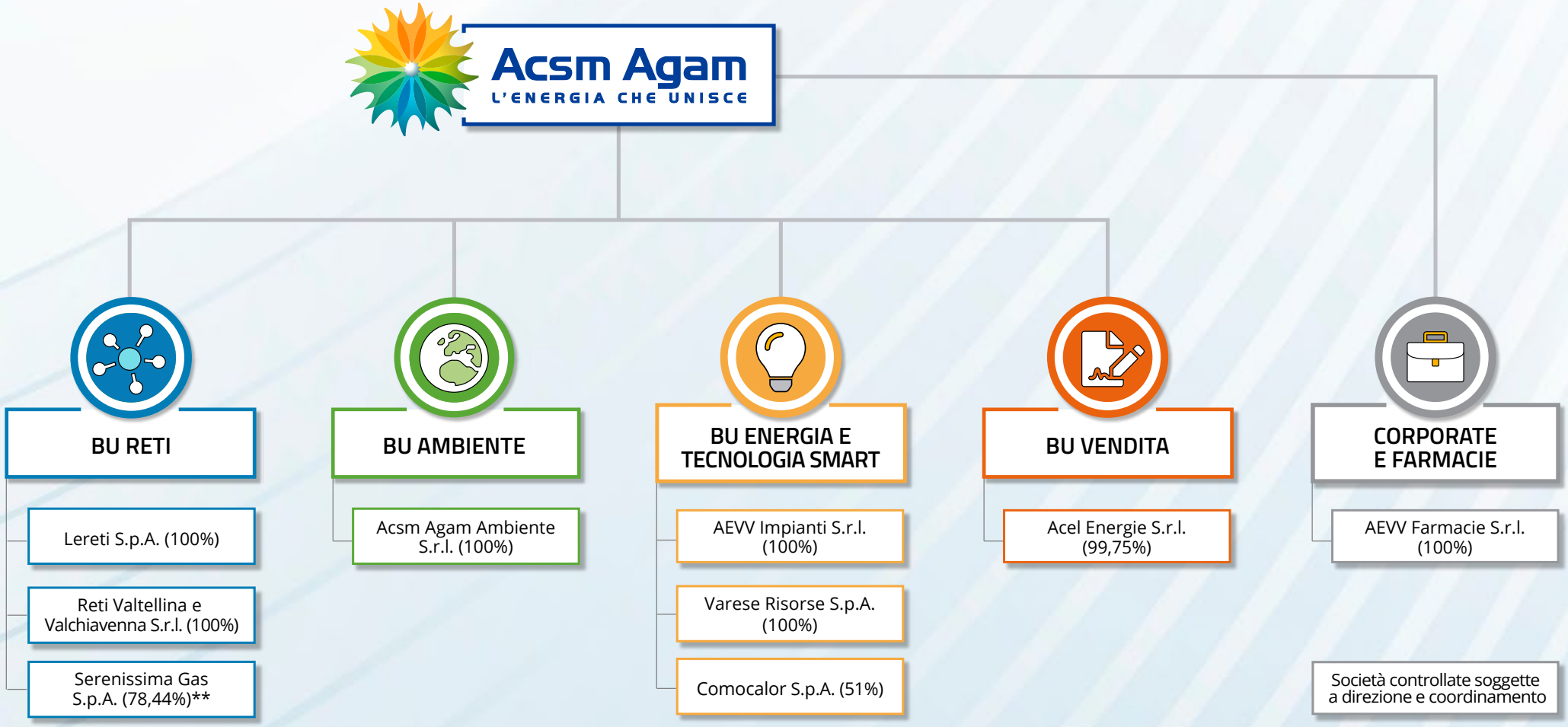
- **Vendita**: gestisce la vendita di gas ed energia elettrica e relativi servizi a valore aggiunto, tramite la società controllata Acel Energie S.r.l..
- **Energia e Tecnologie Smart (ET&S)**: valorizza l'energia con attenzione all'ambiente, occupandosi di efficienza energetica, generazione elettrica, gestione calore, nuovi servizi innovativi e *Smart City* (es. installazione di colonnine elettriche, reti in radiofrequenza), microgenerazione, illuminazione pubblica e teleriscaldamento, tramite le società controllate AEVV Impianti S.r.l., Comocalor S.p.A., Varese Risorse S.p.A. e, da luglio 2019, anche Messina in Luce S.c.a.r.l..
- **Ambiente**: gestisce le attività di igiene urbana e di termovalorizzazione dei rifiuti, tramite la società controllata Acsm Agam Ambiente S.r.l..
- **Reti**: gestisce servizi di distribuzione gas, energia elettrica e servizio idrico, tramite le società controllate Lereti S.p.A., Reti Valtellina Valchiavenna S.r.l. e Serenissima Gas S.p.A., per quest'ultima, come già comunicato al mercato, è stato sottoscritto un accordo preliminare di vendita con finalizzazione prevista entro il primo semestre 2022[1].

Il Gruppo, nel dettaglio, risulta attivo nei seguenti territori:

- Vendita di gas e energia elettrica (principalmente nelle province di Lecco, Varese, Sondrio, Como, Monza e in Veneto);
- Cogenerazione, Teleriscaldamento, gestione calore e efficienza energetica (principalmente nelle province di Varese, Lecco, Sondrio, Monza e Como) e generazione elettrica, anche mediante produzione da impianti fotovoltaici e da 4 centrali idroelettriche (in Provincia di Como), e microcogenerazione, e distribuzione *retail all fuel* (carburanti tradizionali, metano, GNL (principalmente province di Lecco e Monza);
- Illuminazione pubblica, mobilità elettrica e c.d. *Smart City* (principalmente nelle province di Monza, Lecco, Sondrio, Como e Varese);
- Parcheggi urbani (Sondrio);
- Servizi ambientali tramite il termovalorizzatore di Como e i servizi di igiene urbana (provincia di Varese e Como).
- Reti idriche (provincia di Como e Varese);
- Reti gas e energia elettrica (quest'ultima attività in provincia di Sondrio mentre per le reti gas nelle province di Lecco, Varese, Sondrio, Como, Monza e in Veneto sino al perfezionamento della cessione di cui sopra);
- Farmacie (Sondrio).

[1] Sul punto vedi, infra, "Eventi di rilievo dell'esercizio 2021", paragrafo "Accordo preliminare di vendita di asset non strategici di distribuzione di gas naturale".

INFOGRAFICA 01 | STRUTTURA DEL GRUPPO ACSM AGAM *

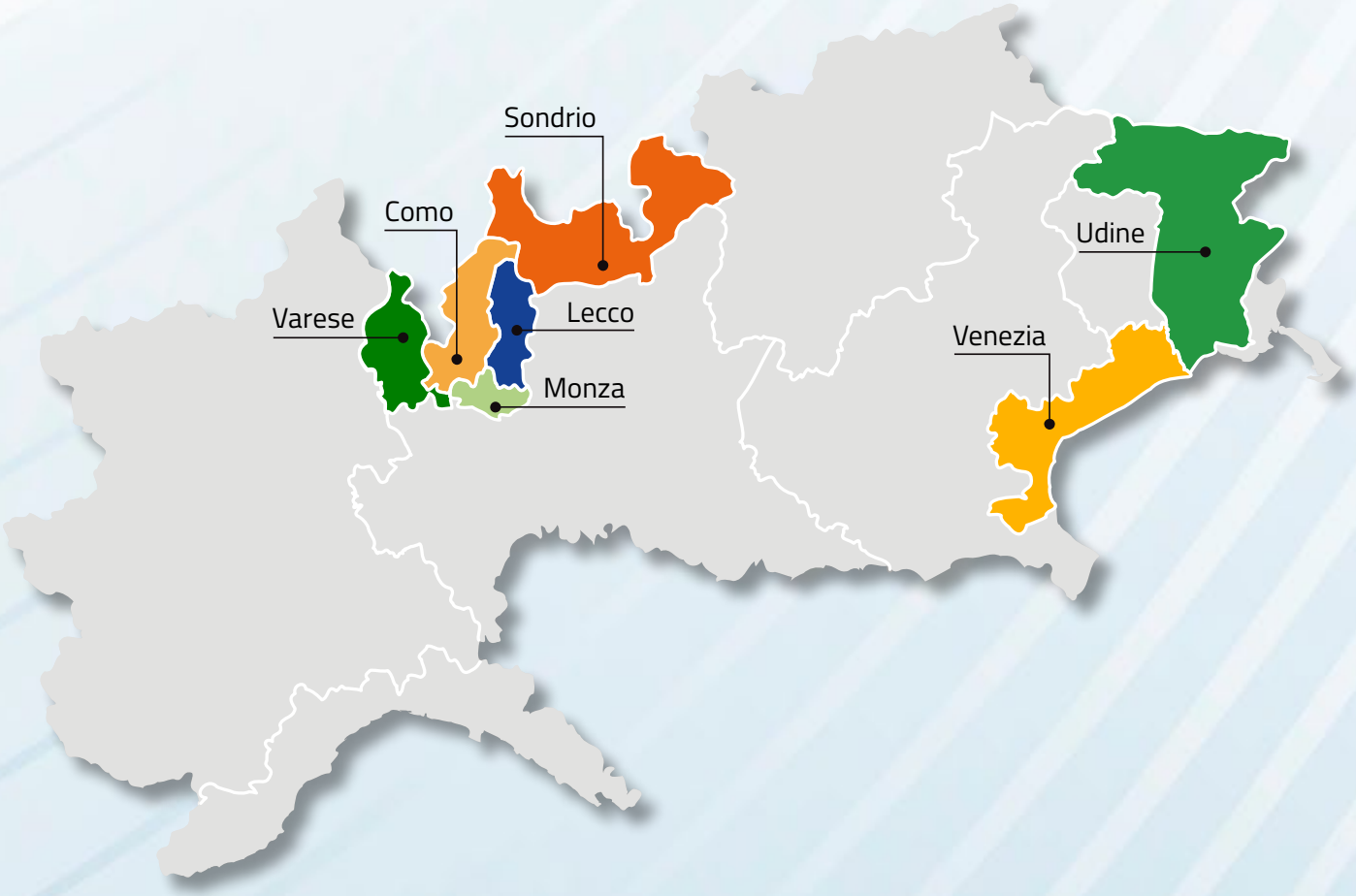


* Lo schema rappresentato non espone le partecipazioni non controllate detenute dal Gruppo Acsm Agam (c.d. "Partecipazioni collegate" e "Altre partecipazioni").

** Quota consolidamento 79,37%, inclusiva di azione proprio pari al 1,17% detenute da Serenissima Gas. Sul punto vedi, infra, "Eventi di rilievo dell'esercizio 2021", paragrafo "Accordo preliminare di vendita di asset non strategici di distribuzione di gas naturale".

_ CORPORATE HIGHLIGHTS

INFOGRAFICA 02 | PRESENZA SUL TERRITORIO DEL GRUPPO ACSM AGAM



INFOGRAFICA 03 | PRINCIPALI ATTIVITÀ GESTITE DAL GRUPPO

INFOGRAFICA 04 | PRINCIPALI DATI GESTIONALI PER BUSINESS UNIT

BU Vendita

	31.12.2021	31.12.2020
Gas venduto (mln m³)	435,9	431,5
N° clienti gas (PDR migliaia)	229,6	246,7
Energia elettrica venduta (GWh)	405,8	369,1
N° clienti energia elettrica (PDR migliaia)	91,8	84,8

BU Reti

	31.12.2021	31.12.2020
Gas distribuito (mln m³)	629,6	568,9
N° utenti (PDR migliaia)	312,7	313,3
Km di rete	3.286	3.276
Energia elettrica distribuita (GWh)	154,3	153
N° utenti (POD migliaia)	26,0	25,8
Km di rete	573	570
Volumi acqua (mln m³)	26,8	27,2
N° clienti (migliaia)	85,5	85,2
Km di rete	1.703	1.659

BU Energia e Tecnologie Smart

	31.12.2021	31.12.2020
Teleriscaldamento: en. termica venduta (GWht)	239	217
Teleriscaldamento: en. termica prodotta (GWht)	42,8	30
Impianti gestiti Gestione Calore (n°)	203	205
Mobilità elettrica: (N° di colonnine)	91	65
Generazione: energia prodotta (GWhe)	6,4*	21,4
Illuminazione pubblica: punti luce (n° proquota)	46.140	41.418

BU Ambiente

	31.12.2021	31.12.2020
Volumi smaltiti termovalorizzatore (K ton)	94,9	90,2
Energia elettrica venduta (GWhe)	29,0	26,6
Energia termica venduta (GWht)	36,3	27,5
Abitanti serviti (migliaia)	245,4	196,5
Volumi raccolti (K ton)	120	105

* Dal primo aprile 2020 per due delle quattro centrali idroelettriche è attivo il contratto di affitto con A2A (vedi Eventi di rilevo), che ha comportato la naturale e conseguente flessione della produzione dei quantitativi di energia prodotta 2021 vs. 2020.

ORGANI SOCIALI

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE [2]	In carica sino all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2023
Presidente	Marco Canzi
Vice Presidente	Paolo Giuseppe Busnelli
Vice Presidente	Nicoletta Molinari
Amministratore Delegato	Paolo Soldani
Consigliere	Annamaria Arcudi
Consigliere	Maria Ester Benigni
Consigliere	Pierpaolo Florian
Consigliere	Edoardo Iacopozzi
Consigliere	Roberta Marabese
Consigliere	Claudia Mensi
Consigliere	Paola Musile Tanzi
Consigliere	Maria Angela Nardone
Consigliere	Pietro Scibona

COLLEGIO SINDACALE	In carica sino all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2021
Presidente	Lucia Milani
Sindaco	Roberta Ricco
Sindaco	Giovanni Casartelli

SOCIETÀ DI REVISIONE	In carica sino all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2027
	EY S.p.A.

[2] Consiglio di Amministrazione nominato dall'Assemblea degli Azionisti in data 27 aprile 2021. Sul punto si rinvia anche al paragrafo "Eventi di rilievo dell'esercizio 2021".

AZIONARIATO

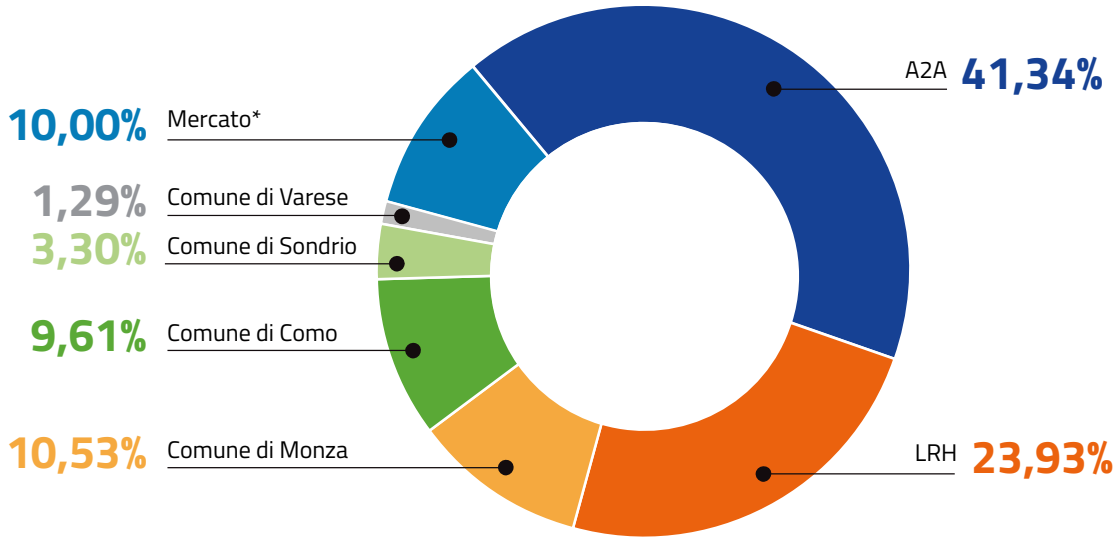
Il grafico espone, oltre alla quota di attribuita al Mercato, le % detenute dai soci sottoscrittori del patto parasociale.

Sul punto si segnala che il patto parasociale stipulato in data 30 marzo 2018 tra A2A, Lario Reti Holding, il Comune di Monza, il Comune di Como, il Comune di Sondrio e il Comune di Varese (i "Soci Pattisti") è stato tacitamente rinnovato per un periodo di ulteriori 3 anni con efficacia a partire dalla data di scadenza (30 giugno 2021).

Le azioni ordinarie complessivamente interessate dal patto parasociale e le percentuali dei soci paciscenti rimangono invariate[3].

Per una più ampia descrizione del patto parasociale, si rinvia alle informazioni essenziali resi disponibili sul sito internet di Acsm Agam **www.acsm-agam.it**, nella sezione Governance - Patto parasociale.

GRAFICO 01 | PRINCIPALI AZIONISTI AL 31 DICEMBRE 2021



[3] Numero azioni interessate dal patto e Soci paciscenti: A2A S.p.A. n. 81.582.368 azioni ordinarie di Acsm-Agam S.p.A. (la "Società"), pari al 41,34% del capitale sociale, Lario Reti Holding S.p.A. n. 47.226.608 azioni ordinarie della Società, pari al 23,93%, Comune di Monza, n. 20.781.952 azioni ordinarie della Società, pari al 10,53% del capitale sociale, Comune di Como, n. 18.972.000 azioni ordinarie della Società, pari al 9,61% del capitale sociale, Comune di Sondrio n. 6.507.343 azioni ordinarie della Società, pari al 3,30%, Comune di Varese n. 2.539.144 azioni ordinarie della Società, pari al 1,29%.

* Di cui partecipazione detenuta da Ascopiave S.p.A. pari al 5,00% come da Comunicazione ex art. 120 D.Lgs. n. 58/1998 ricevuta il 27 aprile 2021.

ACSM AGAM S.P.A. IN BORSA

La società è quotata al mercato EuronextMilan gestito da Borsa Italiana (in precedenza Mercato Telematico Azionario).

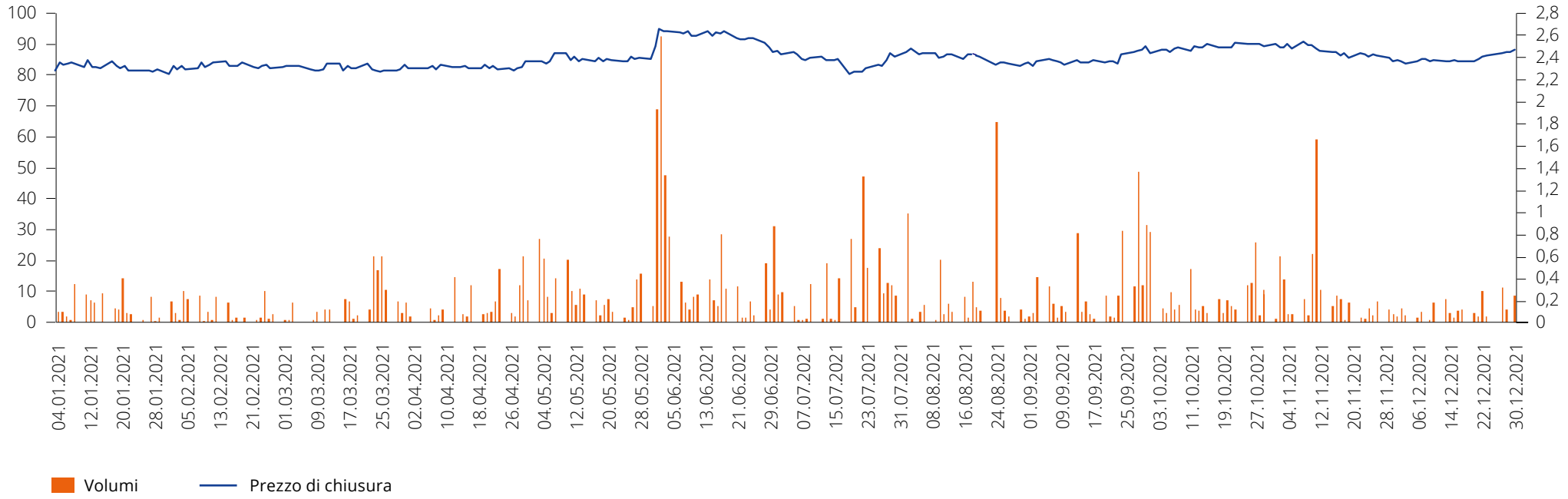
Dopo un periodo iniziale in cui l'andamento dei mercati finanziari a livello globale è stato fortemente influenzato in negativo dagli effetti della pandemia da COVID 19, sul finire del 2020 e per tutto il 2021 si è assistito ad una ripartenza economica generalizzata agevolata dal venir meno dei *lockdown*, dalle politiche espansive delle banche centrali a livello globale e da rilevanti piani di sostegno all'economia che hanno portato a tassi di crescita particolarmente robusti.

Tutti i principali indici azionari hanno chiuso il 2021 con *performance* positive. Nel 2021 l'andamento del prezzo dell'azione Acsm Agam ha registrato un incremento pari al 7%. La media semplice del valore del titolo riferita al periodo in esame si attesta a 2,39 Euro per azione, di poco superiore la media ponderata pari a 2,43 Euro. La capitalizzazione di borsa, vale a dire il valore complessivo delle azioni quotate sulla base del prezzo ufficiale rilevato al 31 dicembre 2021, ammonta a circa 487 milioni di Euro. I volumi medi si sono attestati a circa 8 mila unità scambiate giornalmente.

Si segnala, nel corso del primo semestre, anche il raggiungimento della soglia del 5% del capitale di Acsm-Agam S.p.A. detenuto da Ascopiave S.p.A. come comunicato al mercato dalla stessa società.

Di seguito andamento del prezzo del titolo nel corso dell'esercizio 2021.

GRAFICO 02 | ANDAMENTO DEL TITOLO IN BORSA



PRINCIPALI INDICATORI ALTERNATIVI DI PERFORMANCE

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

In accordo con gli orientamenti pubblicati dall'*European securities and markets* (Esma/2015/1415) ed in coerenza con quanto previsto dalla comunicazione Consob 92543 del 3 dicembre 2015, di seguito vengono esplicitati il contenuto e il criterio di determinazione degli IAP utilizzati nel presente bilancio:

- **Partite (o Poste) non ricorrenti**: transazioni che hanno caratteristica di non ripetibilità negli esercizi futuri.
- **Margine Operativo Lordo (MOL o EBITDA) prima delle partite non ricorrenti**: indicatore alternativo di performance operativa, calcolato come differenza tra i ricavi e il totale dei costi operativi (Risultato operativo netto o MON o EBIT), a cui si sommano gli ammortamenti, le svalutazioni e gli accantonamenti a fondi rischi, prima delle partite non ricorrenti.
- **Margine Operativo Lordo (MOL o EBITDA)**: indicatore alternativo di *performance* operativa, calcolato come differenza tra i ricavi e il totale dei costi operativi (Risultato operativo netto o MON o EBIT), a cui si sommano gli ammortamenti, le svalutazioni e gli accantonamenti a fondi rischi, incluse le partite non ricorrenti.
- **Margine Operativo Netto (MON o EBIT)**: indicatore alternativo di performance definito come Risultato Operativo netto (differenza tra il totale dei ricavi e il totale dei costi operativi).
- **Capitale Investito Netto**: comprende il capitale immobilizzato (ovvero immobilizzazioni, avviamento, altre attività ed altre passività immobilizzate, fondi rischi e oneri, fondi relativi al personale) e il capitale circolante (rimanenze, crediti commerciali e altri, debiti commerciali e altri).
- **Indebitamento finanziario netto**: calcolato in conformità al richiamo di attenzione CONSOB n. 5/21 che ha stabilito, a far data dal 5 maggio 2021, che i riferimenti contenuti in precedenti comunicazioni della CONSOB ivi inclusi i riferimenti presenti nella Comunicazione n. DEM/6064293 del 28-7-2006 in materia di posizione finanziaria netta, s'intendono sostituiti con gli Orientamenti ESMA in in materia di obblighi di informativa ai sensi del regolamento sul prospetto[4].

Si ricorda, inoltre, che il Gruppo espone i risultati delle BU operative includendo l'allocazione dei costi per servizi corporate.

Di conseguenza, i risultati della BU Corporate che garantisce i servizi a supporto del *business* e delle funzioni operative, vengono esposti al netto di quanto attribuito alle singole Business Units in base ai servizi resi.

[4] In data 15 luglio 2020, la *European Securities and Markets Authority* (ESMA) aveva pubblicato la relazione finale di esito della pubblica consultazione riguardante i propri Orientamenti in materia di obblighi di informativa ai sensi del regolamento sul prospetto1 (ESMA/ 31-62-1426). In data 4 marzo 2021, l'ESMA ha pubblicato la traduzione in lingua italiana di tali Orientamenti dell'ESMA (ESMA32-382-1138).

DATI SIGNIFICATIVI

SINTESI DEI DATI ECONOMICI

I dati economici e gestionali riferiti all'esercizio 2021 non comprendono, in applicazione del principio contabile internazionale IFRS 5, i risultati relativi alle concessioni distribuzione gas non strategiche detenute dal Gruppo (riferiti alla controllata Serenissima Gas e del ramo d'azienda relativo alla concessione gas di Mogliano Veneto, detenuto dalla società controllata Lereti), oggetto di un accordo preliminare vincolante di vendita il cui *closing* è previsto entro il primo semestre del 2022. Sul punto si rinvia al paragrafo "Eventi rilevanti dell'esercizio 2021" e alla relativa informativa riportata nelle Note Esplicative al Bilancio Consolidato. I dati economici e gestionali riferiti all'esercizio 2020 sono stati conseguentemente riesposti.

TABELLA 01 | SINTESI DATI ECONOMICI (€/MIGLIAIA)

SINTESI DATI ECONOMICI	2021	% sui ricavi	2020 riesposto EX IFRS 5	% sui ricavi	Delta % 2021/2020
Ricavi delle vendite e delle prestazioni e altri ricavi e proventi	466.758	100,00%	383.542	100,00%	21,70%
Margine Operativo Lordo - *Ante partite non ricorrenti*	87.011	18,60%	74.292	19,40%	17,10%
Margine Operativo Lordo	89.489	19,20%	74.351	19,40%	20,40%
Margine Operativo Netto	31.761	6,80%	25.974	6,80%	22,30%
Risultato ante imposte	31.053	6,70%	25.626	6,70%	21,20%
Risultato netto derivante dalle attività in funzionamento	46.902	10,00%	19.463	5,10%	n.s.
Risultato netto derivante dalle attività destinate alla dismissione	(2.041)	(0,40%)	(1.179)	(0,30%)	(73,10%)
Utile netto complessivo	44.861	9,60%	18.284	4,80%	n.s.
Utile netto del Gruppo	44.471	9,50%	17.948	4,70%	n.s.
Risultato per azione	0,2254	-	0,0909	-	-

n.s. = variazione superiore al 100%

La tabella che segue, espone il raccordo tra il conto economico redatto ai sensi del principio contabile internazionale IFRS 5 in conseguenza della cessione delle concessioni suindicate, sopra riportato e quello al lordo degli effetti della cessione.

TABELLA 02 | SINTESI DATI ECONOMICI (€/MIGLIAIA)

SINTESI DATI ECONOMICI	2021 al netto del contributo attività destinate alla vendita	Attività destinate alla vendita	2021 al lordo del contributo attività destinate alla vendita
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	466.758	4.088	470.846
Margine Operativo Lordo - *Ante partite non ricorrenti*	87.011	372	87.383
Margine Operativo Lordo	89.489	394	89.883
Margine Operativo Netto	31.761	(2.076)	29.685
Risultato ante imposte	31.053	(2.078)	28.975
Risultato netto complessivo att. funzionamento	46.902	(2.041)	44.861

TABELLA 03 | SINTESI DATI PATRIMONIALI E FINANZIARI (€/MIGLIAIA)

SINTESI DATI PATRIMONIALI E FINANZIARI	31.12.2021	31.12.2020 [5]
Capitale Investito Netto in funzionamento	660.923	638.653
Attività/Passività destinate alla dismissione	46.656	-
Patrimonio Netto del Gruppo e di Terzi	517.481	489.690
Indebitamento finanziario netto	190.098	148.963
Flusso di cassa del periodo	(41.135)	(27.662)

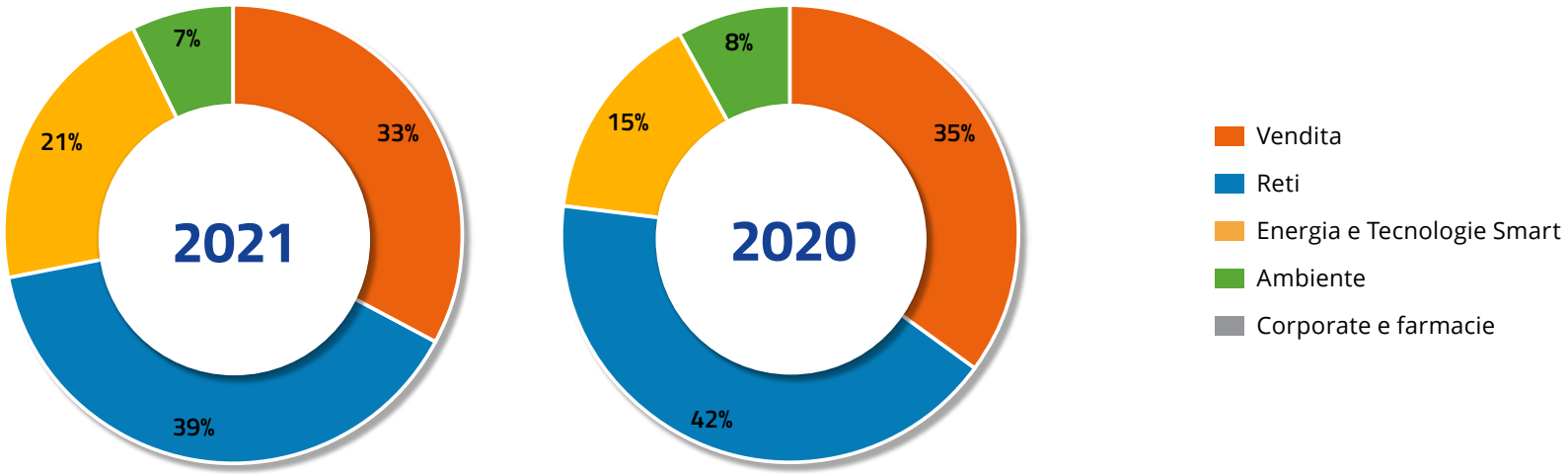
[5] In conformità al richiamo di attenzione CONSOB n. 5/21, in tema di definizione dell'indebitamento finanziario netto, il 31 dicembre 2020 è stato riesposto.

MARGINE OPERATIVO LORDO - SINTESI PER BUSINESS UNIT

TABELLA 04 | MARGINE OPERATIVO LORDO ANTE PARTITE NON RICORRENTI SINTESI PER BUSINESS UNIT (€/MLN)

BUSINESS UNIT	2021	2020
Vendita	30,0	27,0
Reti	36,2	32,3
Energia e Tecnologie Smart	19,2	11,6
Ambiente	6,4	6,4
Totale BU operative	**91,8**	**77,3**
Corporate	(4,8)	(3,0)
MOL Consolidato ante partite non ricorrenti	**87,0**	**74,3**

GRAFICO 03 | MARGINE OPERATIVO LORDO: BREAKDOWN PERCENTUALE PER BUSINESS UNIT



SINTESI DEI DATI PATRIMONIALI

TABELLA 05 | INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO (€/MLN)

BUSINESS UNIT	31.12.2020	31.12.2021
Indebitamento finanziario netto	121,3	190,1
PN	489,7	517,5
PFN/PN (ratio)	0,25	0,37

GRAFICO 04 | INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO (€/MLN)

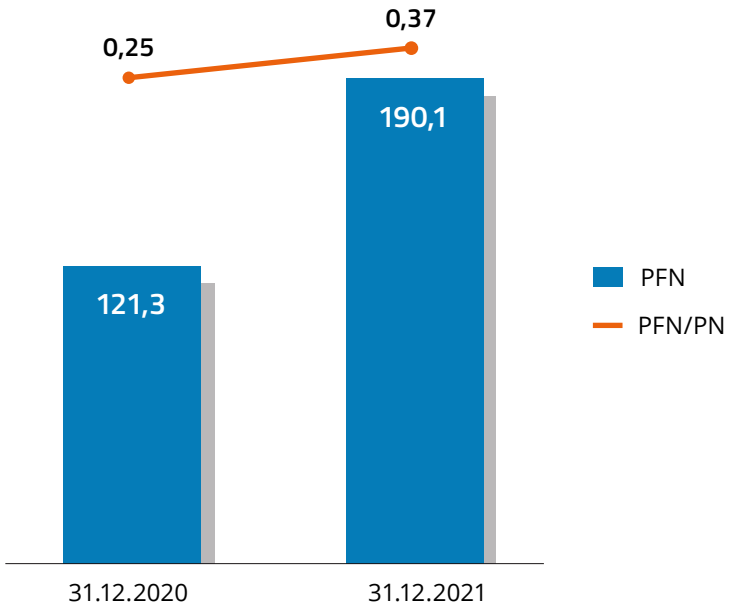
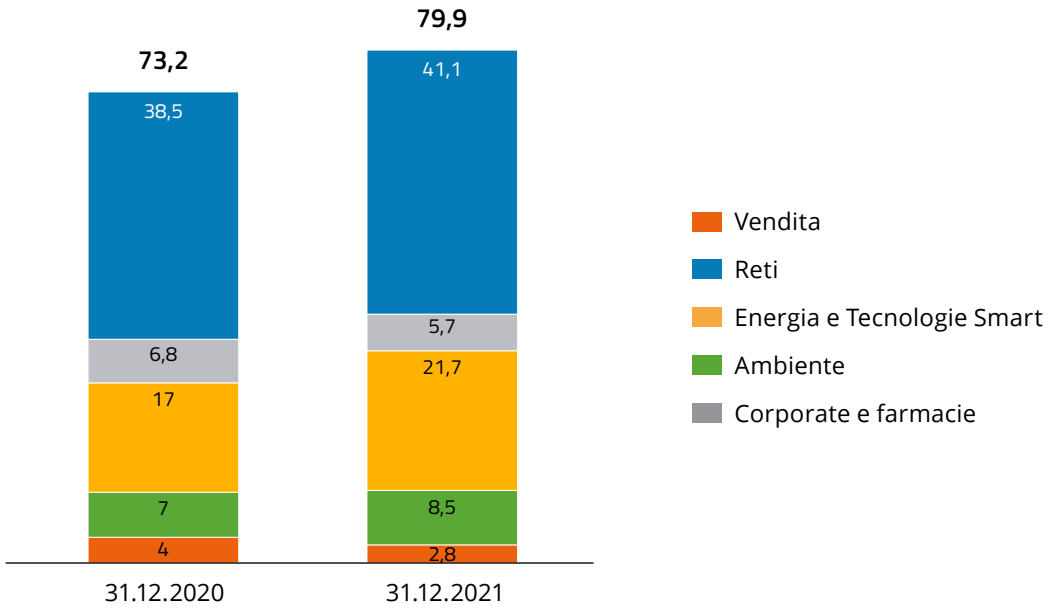


GRAFICO 05 | INVESTIMENTI DEL GRUPPO ACSM AGAM PER BUSINESS UNIT(€/MLN)



ANDAMENTO DELLA GESTIONE 2021

Il prospetto che segue, sintetizza la **situazione economica consolidata del Gruppo Acsm Agam** riferita all'esercizio 2021 confrontata con il 2020, riesposto per applicazione dell'IFRS 5.

TABELLA 06 | CONTO ECONOMICO CONSOLIDATO (€/MIGLIAIA)

SINTESI DATI ECONOMICI	2021	% sui ricavi	2020 riesposto	% sui ricavi
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	448.680	96,10%	364.187	95,00%
Altri ricavi e proventi operativi	18.078	3,90%	19.355	5,00%
Totale ricavi	**466.758**	**100,00%**	**383.542**	**100,00%**
Costo del personale	(43.587)	(9,30%)	(43.179)	(11,30%)
Altri costi operativi	(336.160)	(72,00%)	(266.071)	(69,40%)
Costi operativi	**(379.747)**	**(81,40%)**	**(309.250)**	**(80,60%)**
Margine Operativo Lordo (MOL) ante partite non ricorrenti	**87.011**	**18,60%**	**74.292**	**19,40%**
Partite non ricorrenti	2.478	0,50%	59	0,00%
Margine Operativo Lordo (MOL)	**89.489**	**19,20%**	**74.351**	**19,40%**
Ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti	(57.728)	(12,40%)	(48.377)	(12,60%)
Margine Operativo Netto (MON)	**31.761**	**6,80%**	**25.974**	**6,80%**
Risultato gestione finanziaria	(708)	(0,20%)	(348)	(0,10%)
Risultato ante imposte	**31.053**	**6,70%**	**25.626**	**6,70%**
Imposte	15.849	3,40%	(6.163)	1,60%
Risultato netto derivante dalle attività in funzionamento	**46.902**	**10,00%**	**19.463**	**5,10%**
Risultato netto derivante dalle attività destinate alla dismissione	(2.041)	(0,40%)	(1.179)	(0,30%)
Risultato Netto	**44.861**	**9,60%**	**18.284**	**4,80%**
Risultato di pertinenza dei terzi	390	0,10%	336	0,10%
Risultato di Gruppo	**44.471**	**9,50%**	**17.948**	**4,60%**

L'ammontare complessivo dei **ricavi delle vendite consolidate** nel 2021 risulta pari a 466,8 milioni di Euro, in incremento rispetto al 2020 (383,5 milioni di Euro) principalmente grazie alle maggiori vendite di gas, energia elettrica e teleriscaldamento, nonché all'avvio delle attività di efficientamento energetico (ecobonus, superbonus 110%, ecc.).

I **costi riferiti al personale**, espressi al netto delle poste capitalizzate per investimenti pari a 10,6 milioni di Euro, risultano pari a 43,6 milioni di Euro, sostanzialmente in linea rispetto al 2020 (43,2 milioni di Euro, al netto di capitalizzazioni per 9,5 milioni di Euro).

Gli **altri costi operativi** del 2021 sono pari a 336,2 milioni di Euro, in crescita rispetto al 2020 (266,1 milioni di Euro) correlata a quella dei ricavi, sopra commentata.

La gestione operativa consolidata evidenzia un **Margine Operativo Lordo**, prima delle partite non ricorrenti, pari a 87,0 milioni di Euro, in sensibile incremento rispetto al 2020 (74,3 milioni di Euro). L'esercizio 2021 ha beneficiato del contributo positivo della maggior parte delle *Business units* operative. Nel particolare, si è registrato l'apporto positivo della Vendita per maggiori volumi, dell'ET&S grazie al teleriscaldamento, alla gestione calore e agli interventi di efficientamento energetico (ecobonus e superbonus 110%), dell'Ambiente grazie alla ripresa a pieno dell'impianto di termovalorizzazione post *revamping* della seconda linea e delle Reti, grazie ad incrementi tariffari idrici, agli effetti delle azioni di efficientamento e ottimizzazione intrapresi e alla maggior capitalizzazione dei costi del personale (riferiti agli importanti investimenti realizzati) e, infine, grazie all'aumento degli altri ricavi da utenti per contributi lavori ed interventi, voci particolarmente penalizzate nel 2020 che aveva risentito del *lockdown*.

Nell'esercizio 2021 si sono registrate poste non ricorrenti positive e pari a 2,5 milioni di Euro, principalmente riferite a conguagli tariffari idrici riferiti al biennio 2018-2019, oltre a varie partite minori legate ad altre voci non ricorrenti. Nel 2020 non si erano registrate partite non ricorrenti.

Gli **ammortamenti** relativi a immobilizzazioni materiali e immateriali risultano complessivamente pari a 46,1 milioni di Euro in aumento rispetto il 2020 (45,0 milioni di Euro), in relazione ai maggiori investimenti. Le **svalutazioni** di immobilizzazioni del periodo ammontano a complessivi 4,8 milioni di Euro e si riferiscono alla svalutazione degli *intangibles* e dei *goodwill* in seguito alle attività di *impairment test* che hanno evidenziato *impairment loss* in particolare nella CGU Raccolta, in conseguenza della cessazione a far data 1 gennaio 2022 della concessione Igiene Urbana riferita al Comune di Varese, al netto della reintegrazione finanziaria ricevuta dal *partner* industriale e dell'utilizzo del fondo rischi accantonato a suo tempo relativo alla sopraccitata concessione Igiene urbana. Sul punto si rinvia al paragrafo "Eventi rilevanti dell'esercizio 2021" e all'informativa di dettaglio riportata nelle Note Esplicative al Bilancio Consolidato.

Nell'esercizio 2021 l'**accantonamento al fondo svalutazione crediti** è pari a 5,2 milioni di Euro in incremento rispetto il 2020 (4,5 milioni di Euro) per effetto dell'aumentato rischio credito anche in conseguenza del significativo rialzo dei prezzi riferiti alle commodities energetiche registrato negli ultimi mesi dell'esercizio, in aggiunta agli effetti del protratto periodo di emergenza pandemica. Nel 2021 si sono effettuati **accantonamenti a fondi rischi,** a copertura di contenziosi in essere o potenziali, per complessivi 1,6 milioni di Euro, di cui 0,9 milioni di Euro non ricorrenti connessi all'attività teleriscaldamento (1,5 milioni di Euro nel 2020).

Il **Margine Operativo Netto** si attesta, a 31,8 milioni di Euro, in sensibile incremento rispetto ai 26,0 milioni di Euro del 2020 per le ragioni sopraelencate.

La **gestione finanziaria complessiva** del 2021 ammonta a -0,7 milioni di Euro, in incremento rispetto al 2020 correlato all'andamento dell'indebitamento finanziario netto (-0,4 milioni di Euro).

Il saldo **imposte** nel 2021, risulta positivo e pari a 15,8 milioni di Euro ed include, per circa 23,0 milioni di Euro il saldo positivo derivante dall'adesione alla c.d. "opzione di re-allineamento"[6] dei valori fiscali e contabili che, con riferimento alle imprese che utilizzano i principi IAS/IFRS, consente di eliminare preesistenti divergenze tra il valore fiscale degli assets, materiali ed immateriali, ed il maggior valore contabile iscritto in bilancio.

[6] Articolo 110, commi sette e otto, del D.L. n. 104, del 14/08/2020 (c.d. Decreto Agosto) convertito in Legge n. 126 del 13/10/2020. Per maggiori dettagli si rinvia all'informativa nelle Note esplicative allegate alla Relazione finanziaria annuale al 31 dicembre 2021.

Al netto di ulteriori effetti positivi riconducibili all'utilizzo fondo imposte differite relative alla svalutazione sopraccitata degli *intangible* in conseguenza del termine della concessione di igiene urbana Varese) e ad altri negativi di minor rilevanza, gli oneri per le imposte dell'esercizio 2021 risultano pari a circa 10 milioni di Euro (nel corrispondente periodo del 2020 risultavano pari a 7,3 milioni di Euro, saldo al netto dei citati effetti di mitigazione dell'imposizione fiscale), con *tax rate* sostanzialmente in linea con anno precedente.

Per le ragioni sopra esposte, il Risultato netto derivante dalle attività in funzionamento dell'esercizio 2021 risulta positivo e pari a 46,9 milioni di Euro, in importante miglioramento rispetto al 2020 (19,5 milioni di Euro) per quanto sopra evidenziato.

Il Risultato netto derivante dalle attività destinate alla dismissione è negativo e pari 2 milioni di Euro (negativo e pari a 1,2 milioni nel riesposto 2020); il **Risultato Netto del Gruppo dell'esercizio 2021**, al netto della quota di utile degli azionisti di minoranza, è quindi positivo e pari a 44,5 milioni di Euro, in importante miglioramento rispetto al 2020 (17,9 milioni di Euro).

INVESTIMENTI DEL GRUPPO

Gli investimenti del Gruppo del 2021, al lordo delle dismissioni, sono pari a 79,9 milioni di Euro, in incremento rispetto al 2020 (73,2 milioni di Euro).

Nel dettaglio gli investimenti riguardano:

- **BU Reti**: complessivi 41,1 milioni di Euro (38,4 milioni di Euro nel 2020) di cui 21,7 milioni di Euro per le reti gas, 13,9 milioni di Euro per le reti idriche, 2,5 milioni di Euro per interventi sulle reti distribuzione elettrica, oltre a 3,1 milioni di Euro pro quota servizi generali e sistemi informativi riferibili alla BU;
- **BU Energia e Tecnologie Smart**: complessivi 21,7 milioni di Euro (17,0 milioni di Euro nel 2020), principalmente riferiti a 6,6 milioni di Euro per le attività di teleriscaldamento, 1,3 milioni di Euro per le attività di gestione calore, 4,4 milioni di Euro per illuminazione pubblica, 6,4 milioni di Euro per efficientamento energetico, mobilità elettrica e Smart city, 1,9 milioni di Euro per metanauto e parcheggi, 0,7 milioni di Euro per Idroelettrico, oltre a 0,4 milioni di Euro quota sistemi informativi riferibili alla BU;
- **BU Ambiente**: complessivi 8,5 milioni di Euro (7,0 milioni di Euro nel 2020), riferiti per 7,2 milioni di Euro ad interventi riguardanti il termovalorizzazione e all'acquisizione di un impianto di stoccaggio e trattamento rifiuti (per 3,8 milioni di Euro, sul punto si rinvia al paragrafo Eventi di rilievo 2021) e per 1,3 milioni di Euro alla raccolta;
- **BU Vendita**: investimenti per 1,0 milioni di Euro relativi all'acquisizione di nuovi clienti (2,3 milioni di Euro nel 2020), oltre a 1,7 milioni di Euro per investimenti relativi a sistemi informativi riferibili alla BU (1,4 milioni di Euro nel 2020);
- **Corporate**: realizzati investimenti per 5,7 milioni di Euro (6,8 milioni di Euro nel 2020) principalmente per lo sviluppo sistemi informativi, oltre che investimenti per servizi generali per 1,3 milioni di Euro.

SINTESI DELLA SITUAZIONE PATRIMONIALE E FINANZIARIA CONSOLIDATA

La **situazione patrimoniale-finanziaria consolidata** al 31 dicembre 2021, riclassificata ai fini della determinazione delle principali componenti del capitale investito e delle fonti di copertura finanziaria, confrontata con il 31 dicembre 2020, è riepilogata nel successivo prospetto. Si segnala inoltre che, in conformità al richiamo di attenzione CONSOB n. 5/21[7], in tema di definizione dell'indebitamento finanziario netto, il 31 dicembre 2020 è stato riesposto.

Il **capitale immobilizzato** al 31 dicembre 2021 ammonta a 574,2 milioni di Euro (573,4 milioni di Euro nel 2020). L'effetto incrementale del capitale immobilizzato, riconducibile agli investimenti realizzati nell'esercizio e alla quota riferita alle imposte differite attive correlata all'adesione alla c.d. "opzione di re-allineamento"[8], viene compensato dalla svalutazione degli *intangible* e *goodwill*, in conseguenza degli *impairment test* mitigata dalle relative imposte differite, e dallo scorporo delle attività destinate alla vendita. Queste ultime attività sono esposte in una riga separata del prospetto sopra riportato come saldo netto alla voce " Attività/Passività destinate alla dismissione (escluse poste finanziarie)" e pari a 46,7 milioni di Euro.

Il **capitale circolante netto** è pari a 86,8 milioni di Euro, in incremento rispetto al saldo del 31 dicembre 2020 per effetto della dinamica della stagionalità dei principali *business* in cui opera il Gruppo e per il significativo incremento della voce "Altri crediti", dovuto principalmente ai crediti Ecobonus/Superbonus, al credito verso A2A per manleva relativa alla cessazione della concessione di Varese, ai crediti per accise gas e infine, ai crediti verso la Cassa Conguaglio (CSEA), per perequazione e altre componenti tariffarie, correlati alla stagionalità dell'ultimo trimestre.

Il **Patrimonio Netto** risulta pari a 517,5 milioni di Euro, in aumento rispetto a fine dicembre 2020 (489,7 milioni di Euro) grazie al positivo risultato dell'esercizio, nonostante la distribuzione dei dividendi effettuata nell'esercizio.

Al 31 dicembre 2021 l'**indebitamento finanziario** netto risulta pari a 190,2 milioni di Euro in incremento rispetto al 31 dicembre 2020, in conseguenza principalmente dell'andamento del capitale investito. Si segnala che, inconformità al richiamo di attenzione CONSOB n. 5/21[9], in tema di definizione dell'indebitamento finanziario netto, i valori riferiti al 31 dicembre 2020 sono stati riesposti includendo nel saldol'inserimento dei debiti commerciali e altri debiti con scadenza oltre i 12 mesi. Il saldo riferito all'indebitamento finanziario netto delle attività destinate alla dismissione è positivo è pari a 82 mila Euro.

La voce include inoltre, per complessivi 5,6 milioni di Euro, i debiti finanziari relativi all'applicazione dello IFRS 16 per contratti di noleggio operativo a lungo termine e locazione immobiliare.

Con riferimento all'indebitamento a medio-lungo termine, nel corso del mese di febbraio 2021 è stata erogata una seconda *tranche*, pari a 25 milioni di Euro, del finanziamento da 100 milioni di Euro sottoscritto, a fine 2019, con BEI. Tra i finanziamenti a breve si segnala la sottoscrizione di due linee *committed* per complessivi 22 milioni di Euro.

Il rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto (*leverage*), al 31 dicembre 2021, risulta pari a 0,37 (0,30 al 31 dicembre 2020).

7 La raccomandazione citata ha recepito gli orientamenti Esma in materia di obblighi di informativa ai sensi del regolamento sul prospetto. Sul punto si rinvia al paragrafo Principali indicatori alternativi di *performance*.

8 Articolo 110, commi sette e otto, del D.L. n. 104, del 14/08/2020 (c.d. Decreto Agosto) convertito in Legge n. 126 del 13/10/2020. Per maggiori dettagli si rinvia all'informativa nelle Note esplicative allegate al presente Relazione finanziaria consolidata semestrale al 30 giugno 2021.

9 La raccomandazione citata ha recepito gli orientamenti Esma in materia di obblighi di informativa ai sensi del regolamento sul prospetto. Sul punto si rinvia al paragrafo Principali indicatori alternativi di *performance*.

TABELLA 07 | SINTESI DELLA SITUAZIONE PATRIMONIALE E FINANZIARIA CONSOLIDATA (€/MIGLIAIA)

SITUAZIONE PATRIMONIALE-FINANZIARIA CONSOLIDATA RICLASSIFICATA	2021	% sui ricavi	2020 riesposto
Capitale Investito Netto			
Immobilizzazioni materiali	167.574	154.112	154.112
Avviamento	79.172	82.888	82.888
Immobilizzazioni immateriali	365.911	421.492	421.492
Partecipazioni e altre attività finanziarie	2.892	1.536	1.536
Attività / (Passività) per imposte differite	7.436	(34.021)	(34.021)
Fondi rischi e oneri	(6.311)	(7.663)	(7.663)
Fondi relativi al personale	(8.689)	(10.000)	(10.000)
Altre passività non correnti	(33.826)	(34.972)	(34.972)
Capitale Immobilizzato	**574.159**	**573.372**	**573.372**
Rimanenze	8.418	8.142	8.142
Crediti commerciali	205.702	164.743	164.743
Altri Crediti	58.970	26.061	26.061
Altre attività operative	38	107	107
Debiti Commerciali	(136.451)	(89.273)	(90.112)
Altri debiti	(48.009)	(42.631)	(42.631)
Altre passività	(1.904)	(1.868)	(1.868)
Capitale Circolante Netto	86.764	65.281	64.442
Totale Capitale Investito Netto in funzionamento	**660.923**	**638.653**	**637.814**
Attività/Passività destinate alla dismissione (escluse poste finanziarie)	46.656	-	-
Totale Capitale Investito Netto	**707.579**	**638.653**	**637.814**
Fonti di copertura			
Patrimonio Netto	517.481	489.690	489.690
Debiti finanziari Medio-Lungo termine	93.478	81.025	81.025
Saldo netto indebitamento a breve	103.091	77.058	77.058
Disponibilità liquide	(7.5359	(9.959)	(9.959)
Debiti Commerciali e Altri debiti non correnti	1.146	839	-
Indebitamento finanziario netto attività in funzionamento	**190.180**	**148.963**	**148.124**
Indebitamento finanziario netto atttività destinate alla dismissione	(82)	-	-
Indebitamento finanziario netto Complessivo	**190.098**	**148.963**	**148.124**
Totale Fonti di copertura	**707.579**	**638.653**	**637.814**

TABELLA 08 | INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO CONSOLIDATO (€/MIGLIAIA)

INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO		31.12.2021	31.12.2020 riesposto	31.12.2020 pubblicato
A.	Disponibilità Liquide	7.534	9.959	9.959
B.	Mezzi equivalenti a disponibilità liquide	-	-	-
C.	Altre attività finanziarie correnti	4.309	5.203	5.203
D.	**Liquidità (A+B+C)**	**11.843**	**15.162**	**15.162**
E.	Debito finanziario corrente	73.816	64.549	64.549
F.	Parte corrente del debito finanziario non corrente	33.583	17.712	17.712
G.	**Indebitamento finanziario corrente (E + F)**	**107.399**	**82.261**	**82.261**
H.	**Indebitamento finanziario corrente netto (G - D)**	**95.556**	**67.099**	**67.099**
C.1	Crediti finanziari non correnti	32	-	-
I.	Debito finanziario non corrente	93.510	81.025	76.355
J.	Strumenti di debito	-	-	-
K.	Debiti commerciali e altri debiti non correnti	1.146	839	4.670
L.	Indebitamento finanziario non corrente (I + J + K)	94.624	81.864	81.025
M.	**Indebitamento finanziario delle attività in funzionamento (H + L)**	**190.180**	**148.963**	**148.124**
N.	**Indebitamento finanziario in dismissione**	**(82)**	**-**	**-**
Q.	**Totale Indebitamento finanziario (M + N)**	**190.098**	**-**	**-**

Il saldo "Disponibilità liquide" è pari a 7,5 milioni di Euro ed include la liquidità necessaria al pagamento delle fatture in scadenza nei primi giorni di gennaio 2022 del Gruppo.

La voce "Altre attività finanziarie correnti" (voce C) rappresenta il credito finanziario vantato nei confronti della società partecipata non consolidata consortile Messina in Luce S.c.a.r.l..

L'Indebitamento finanziario corrente (voce G del prospetto) include i debiti bancari correnti, che ammontano a Euro 73,9 milioni (voce E) e che espongono la sottoscrizione di finanziamenti a breve per complessivi 0,7 milioni di Euro, finanziamenti "*hot money*" per 71,5 milioni di Euro, la quota corrente della passività finanziaria relativa ai contratti di noleggio lungo termine operativo e locazione immobiliare per complessivi 1,7 milioni di Euro e la quota a breve dei finanziamenti a medio-lungo termine per complessivi Euro 33,6 milioni (voce F).

La voce "Debito finanziario non corrente" (voce I) esprime la quota riferita alla passività non corrente dei finanziamenti di gruppo attivi alla data del 31 dicembre 2021, tra cui la quota riferita alla passività non corrente sottostante i contratti di noleggio lungo termine operativo e locazione immobiliare per 3,7 milioni di Euro, in compliance all'applicazione dello IFRS 16, oltre al *mark to market* di uno dei due contratti derivati (IRS) a completa copertura delle oscillazioni di tasso di due finanziamenti a medio lungo termine (negativo e pari a 22,4 mila Euro). L'altro contratto derivato (IRS) è positivo e pari a 32 mila Euro e risulta esposto alla voce C.1 del prospetto.

La voce "Debiti commerciali e Altri debiti non correnti" (voce K) esprime, in compliance con gli orientamenti ESMA, la quota riferita ai debiti commerciali (0,3 milioni di Euro) e altri debiti con scadenza oltre i 12 mesi (0,8 milioni di Euro) per complessivi 1,1 milioni di Euro.

Il **rendiconto finanziario consolidato riclassificato** 2021 confrontato con quello al 31 dicembre 2020, riesposto per effetto del citato richiamo di attenzione CONSOB n. 5/21[10], in tema di orientamento ESMA circa definizione dell'indebitamento finanziario netto, presenta i seguenti flussi generati ed assorbiti dalle attività:

TABELLA 09 | RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO (€/MIGLIAIA)

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO	31.12.2021	31.12.2020 riesposto	31.12.2020 pubblicato
Risultato netto del periodo	**44.861**	**18.284**	**18.284**
Ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti	60.870	50.861	50.861
Proventi da partecipazioni	-	-	-
Variazione Fondi	(2.416)	(3.591)	(3.591)
Variazione delle imposte differite	(36.525)	(5.005)	(5.005)
Autofinanziamento	**66.790**	**60.549**	**60.549**
Variazione capitale circolante netto	(11.681)	(2.291)	(1.452)
Flusso di cassa gestione corrente	**55.109**	**58.258**	**59.097**
Investimenti al netto delle dismissioni	(79.765)	(69.882)	(69.882)
Flusso di cassa post attività di investimento	**(24.656)**	**(11.624)**	**(10.785)**
Variazioni Patrimonio netto	(16.479)	(16.038)	(16.038)
Flusso di Cassa del periodo	**(41.135)**	**(27.662)**	**(26.823)**
Indebitamento Finanziario Netto Iniziale	**148.963**	**121.301**	**(121.301)**
Indebitamento Finanziario Netto Finale	**190.098**	**148.963**	**148.124**
- di cui Indebitamento finanziario delle attività in funzionamento	190.180	-	-
- di cui Indebitamento netto in dismissione	(82)	-	-

Il flusso di cassa netto riferito al periodo in esame è negativo per 41,1 milioni di Euro. Ai flussi generati dall'autofinanziamento, pari a 66,2 milioni di Euro, si somma la variazione negativa del capitale circolante per 11,7 milioni di Euro per i motivi sopraccitati. I flussi finanziari netti impiegati nell'attività d'investimento riflettono gli investimenti al netto delle dismissioni, come in precedenza dettagliati.

La variazione di patrimonio netto riflette sostanzialmente la distribuzione dei dividendi.

[10] La raccomandazione citata ha recepito gli orientamenti Esma in materia di obblighi di informativa ai sensi del regolamento sul prospetto. Sul punto si rinvia al paragrafo Principali indicatori alternativi di *performance*.

ANALISI DEI RISULTATI PER BUSINESS UNIT

Si ricorda che il Gruppo espone i risultati delle BU operative includendo l'allocazione dei costi per servizi *corporate*. Conseguentemente i risultati della BU Corporate, che garantisce i servizi a supporto del *business* e delle funzioni operative, vengono esposti al netto di quanto attribuito alle singole Business Units in base ai servizi resi.

I ricavi delle vendite e delle prestazioni riportati di seguito sono esposti senza le partite non ricorrenti e al lordo dei rapporti *intercompany*.

Si ricorda che i dati economici e gestionali riferiti all'esercizio 2021 non comprendono, in applicazione del principio contabile internazionale IFRS 5, il risultato derivante dalle citate attività destinate alla dismissione.

I dati economici e gestionali riferiti all'esercizio 2020 sono stati conseguentemente riesposti.

BUSINESS UNIT VENDITA

ACEL ENERGIE S.R.L.

La Business Unit, mediante la controllata, si occupa della vendita di gas ed energia elettrica e di altri servizi "a valore aggiunto" (*VAS, Value Added Services*) a completamento dell'offerta a consumatori finali, sia *retail* che *business*.

I volumi di Gas complessivamente venduti nel 2021 risultano pari a 435,9 milioni di metri cubi, in incremento rispetto al 2020 (431,5 milioni di metri cubi), nonostante la flessione dei clienti segmento *retail* principalmente riscontrata sul canale agenzie.

I volumi sono in aumento sia nel comparto *retail,* principalmente per la climatica più rigida registrata rispetto al 2020, sia in quello *business* (Grandi Clienti) che nel 2020 che aveva risentito del primo *lockdown.*

I clienti Energia Elettrica, si presentano in crescita, sino a circa 91.800 unità, analogo andamento dei volumi venduti che si attestano a 405,8 GWhe (369,1 GWhe nel 2020).

La dinamica del MOL della Business Unit Vendita recepisce gli impatti positivi legati sia all'incremento dei volumi che grazie al recupero di marginalità e di efficienza a livello di costi operativi e commerciali. In correlato incremento anche l'Ebit.

TABELLA 10 | SINTESI RISULTATI ECONOMICI AGGREGATI VENDITA GAS E VENDITA EN. ELETTRICA (€/MIGLIAIA)

	2021	2020
Totale ricavi (al lordo dei rapporti inter/intracompany)	299.942	250.316
- di cui inter/intracompany	*24.064*	*13.855*
MOL ante partite non ricorrenti	30.031	26.986
MOL	30.270	26.986
MON	18.660	15.942

TABELLA 11 | DATI GESTIONALI VENDITA GAS - Al lordo dei rapporti intercompany (€/MIGLIAIA)

	2021	2020
Gas venduto Grandi clienti (mln Mc)	145,2	139,8
Gas venduto Clienti retail (mln Mc)	290,7	291,7
Totale Gas venduto (mln Mc)	**435,9**	**431,5**
N. Clienti business	1.437	1.381
N. Clienti retail	228.194	245.279
Totale N. clienti	**229.631**	**246.660**

TABELLA 12 | DATI GESTIONALI VENDITA ENERGIA ELETTRICA - Al lordo dei rapporti intercompany (€/MIGLIAIA)

	2021	2020
Energia Elettrica venduta ai clienti finali (GWhe)	405,8	369,1
N. Clienti	91.805	84.802

BUSINESS UNIT RETI

LERETI S.P.A., RETI VALTELLINA VALCHIAVENNA S.R.L. E SERENISSIMA GAS S.P.A

La Business Unit, mediante le controllate, ha gestito i **servizi di distribuzione di gas** a favore di complessivi 88 Comuni situati nelle province di Como, Monza, Lecco, Varese, Sondrio, Venezia, Udine e Treviso, per un totale di oltre 312.600 PdR e circa 3.280 km di rete servita. Il gas vettoriato nel 2021 è pari a 629,6 milioni di metri cubi, in sensibile incremento rispetto al 2020 (568,9 milioni di metri cubi) principalmente per la climatica più rigida registrata rispetto al 2020. Al netto dell'apporto delle citate attività destinate alla vendita operanti nella distribuzione gas i PDR al 31 dicembre sono pari a circa 259.200 distribuiti in 2.460 km di rete servita e i milioni di metri cubi di gas vettoriato sono pari a 537.

Il Gruppo, per mezzo della controllata Reti Valtellina e Valchiavenna S.r.l., gestisce inoltre il **servizio di distribuzione energia elettrica** nei Comuni di Sondrio, Tirano, Sernio e Valdisotto grazie ad una rete di 573 km. L'energia elettrica distribuita nel 2021 è pari a 154,3 Gwh, con circa 26.000 PdR serviti (153,0 Gwh, con poco meno di 25.800 PdR serviti, nel 2020).

Il Gruppo, mediante la controllata Lereti S.p.A., è attivo anche nel **servizio idrico**, relativamente alle attività di progettazione, costruzione, manutenzione e gestione di reti e impianti del servizio acquedotto, oltre a fornire servizi di controllo qualità delle acque potabili, grazie al laboratorio di proprietà, e di gestione rapporti con la clientela. Il Gruppo serve oltre 85.500 clienti siti nei comuni di Como, Cernobbio (in regime di prorogatio) e Brunate, Varese ed altri 33 comuni della provincia di Varese, grazie a circa 1.700 km di rete gestita.

I volumi di acqua erogati nel 2021 risultano pari a 26,8 milioni di metri cubi, in lieve calo rispetto al 2020 (pari a 27,2 milioni di metri cubi).

Il margine operativo lordo della BU Reti risulta in crescita rispetto al 2020 (36,2 milioni di Euro nel 2021 contro i 32,3 milioni di Euro nel 2020). In particolare, per l'attività di distribuzione gas, il miglioramento è riconducibile alla maggior efficienza a livello di costi operativi, alla capitalizzazione costi del personale connessi alla crescita degli investimenti e all'aumento altri ricavi da terzi, voci particolarmente penalizzate nel 2020 causa *lockdown*, oltre a conguagli perequativi e contabilizzazione degli importi a rimborso dei mancati ammortamenti (c.d. IRMA) ex Del. ARERA, finalizzati a garantire la completa restituzione del capitale investito residuo non ammortizzato, relativo a misuratori tradizionali dismessi e sostituiti in attuazione delle Direttive *Smart Meter*.

Con riferimento alla distribuzione idrica, rispetto al 2020, si evidenzia un incremento del margine per incrementi tariffari approvati da EGA Varese ed EGA Como ad inizio 2021, oltre a maggiori capitalizzazioni del costo del personale connessi anche in questo caso agli aumentati investimenti.

In incremento il margine della distribuzione elettrica per conguagli perequativi.

Nel periodo si registrano anche poste non ricorrenti positive per 1,5 milioni di Euro per conguagli tariffari idrici relativi al periodo 2018-2020.

TABELLA 13 | SINTESI RISULTATI ECONOMICI AGGREGATI RETI (€/MIGLIAIA)

	2021	2020
Totale ricavi (al lordo dei rapporti *inter/intracompany*)	90.623	92.702
- di cui inter/intracompany	*29.084*	*28.672*
MOL ante partite non ricorrenti	36.217	32.298
MOL	37.822	32.384
MON	19.226	16.079

TABELLA 14 | DATI GESTIONALI RETI GAS - Al lordo dei rapporti intercompany

	31.12.2021	31.12.2020
Gas vettoriato (mln Mc)	537	483
N. PDR	259.234	259.929
Km rete	2.460	2.453

TABELLA 15 | DATI GESTIONALI DISTRIBUZIONE ELETTRICA - Al lordo dei rapporti intercompany

	31.12.2021	31.12.2020
Energia elettrica distribuita (GWhe)	154,3	153,0
N. POD	25.964	25.783
Km rete	573	570

TABELLA 16 | DATI GESTIONALI RETI IDRICHE - Al lordo dei rapporti intercompany

	31.12.2021	31.12.2020
Metri cubi venduti (mln)	26,8	27,2
N. clienti	85.515	85.214
Km rete	1.703	1.695

BUSINESS UNIT ENERGIA E TECNOLOGIE SMART

TELERISCALDAMENTO, COGENERAZIONE E ILLUMINAZIONE PUBBLICA (VARESE RISORSE S.P.A., COMOCALOR S.P.A. E RETI VALTELLINA E VALCHIAVENNA S.R.L.)

La Business Unit svolge servizi di teleriscaldamento urbano a favore della città di Como, tramite la controllata ComoCalor S.p.A., utilizzando principalmente l'energia termica prodotta dal termovalorizzatore (di proprietà della controllata Acsm Agam Ambiente), nonché delle città di Monza e Varese, tramite la controllata Varese Risorse, utilizzando l'energia termica prodotta principalmente da quattro impianti di cogenerazione, ad alto rendimento, di proprietà e, nel caso di Monza, anche cascame termico da impianti terzi (Gruppo Rovagnati e Brianzacque).

I km delle reti di teleriscaldamento gestite sono pari a 72, le utenze al 31 dicembre 2021 risultano pari a 636 unità.

Nel 2021 l'attività di **Teleriscaldamento e Cogenerazione** ha registrato un incremento nei quantitativi di energia termica venduta (239 GWht rispetto i 217 GWht nel 2020), per effetto sia della climatica più rigida, che di una ripresa parziale dei consumi legati delle utenze industriali e terziarie rispetto al calo che aveva caratterizzato il primo *lockdown* 2020. In forte incremento anche i quantitativi di energia elettrica della parte cogenerativa anche per effetto dello scenario energetico (42,8 GWh nel 2021 rispetto i 30,1 GWht nel 2020) che ne ha reso conveniente la produzione.

Relativamente alla città di Como, nelle more dell'espletamento delle procedure per l'affidamento del servizio giunto scaduto a metà ottobre 2020, il Comune di Como ha attivato l'opzione di proroga del servizio a tutto l'anno termico 2021-2022, sottoscritta dalle parti nel corso dell'estate 2021.

La Business Unit, mediante le controllate Varese Risorse e Reti Valtellina Valchiavenna, svolge anche l'attività di manutenzione, gestione ed efficientamento degli impianti di **illuminazione pubblica** (anche mediante ammodernamento tecnologico e *relamping*) presso alcuni Comuni delle Province in cui opera il Gruppo, gestendo al 31 dicembre 2021 un numero di punti luce, pro quota, pari a circa 46.140, inclusivo della *Joint Venture* Messina in Luce.

GESTIONE CALORE, GENERAZIONE, MOBILITÀ ELETTRICA E SMART CITIES (AEVV IMPIANTI S.R.L.)

Con riferimento ai servizi di **Gestione calore**, il Gruppo, mediante la controllata AEVV Impianti, gestisce 203 impianti termici di edifici pubblici e privati siti nelle province di Como, Monza Brianza, Lecco e Sondrio.

Sempre tramite la controllata AEVV Impianti il Gruppo gestisce reti in radiofrequenza, la cui installazione è stata avviata già nel corso 2020 in alcuni Comuni dei territori di riferimento. Nel corso del 2021 sono proseguite le attività connesse all'installazione di nuove reti.

Si segnala anche la cantierizzazione del nuovo palazzetto del Ghiaccio di Varese, la cui gara è stata aggiudicata nel corso del 2020 e che entrerà in esercizio nel 2022, il cui progetto di riqualificazione funzionale e statica lo qualificherà, a regime, secondo il criterio NZEB (edificio ad energia quasi zero).

Prosegue anche lo sviluppo di impianti di **microcogenerazione** presso utenze commerciali, piccole industrie e case di cura, finalizzato a far beneficiare del minor costo energia ottenuto dalla produzione combinata di calore ed energia.

Grazie agli accordi siglati con ANCE nei territori di riferimento, il Gruppo nel corso del 2021 ha sviluppato in modo importante le opportunità connesse alle agevolazioni in termini di Ecobonus e Superbonus 110%, stipulando contratti di riqualificazione ed efficientamento energetico con condomini, presso i quali ha avviato i relativi investimenti conto terzi riconoscendo loro i relativi sconti e acquisendone il maturato credito fiscale in corrispettivo (37,9 milioni di Euro nel 2021 rispetto ai 3,5 realizzati nel 2020).

La Business Unit, sempre mediante la controllata Aevv Impianti, è proprietaria anche di 4 **impianti idroelettrici**. L'attività è gestita grazie ad alcuni contratti con A2A S.p.A., finalizzati a consentirne il funzionamento operativo che si qualificano come conclusi con parti correlate. Si ricorda che, dal primo aprile 2020, per due delle quattro centrali è attivo un contratto di affitto a favore di A2A, tale assetto contrattuale ha comportato la conseguente flessione della produzione dei quantitativi di energia prodotta, evidenziati anche di seguito in tabella, in quanto sostituita dai ricavi derivanti dal canone di locazione attivo.

La controllata Aevv Impianti, produce inoltre energia elettrica da alcuni **impianti fotovoltaici** di piccole dimensioni.

La produzione di energia elettrica del 2021 è pari complessivamente a 6,4 GWh, di cui 0,9 GWh da fotovoltaico.

Aevv Impianti opera anche nel comparto della **mobilità elettrica**, occupandosi in particolare della installazione e gestione di colonnine di ricarica, sia per auto che per e-bike, concentrandosi prevalentemente, anche in questo caso, nei territori di riferimento. Al 31 dicembre 2021 le colonnine gestite dal Gruppo sono pari a 91.

La Business Unit, mediante la controllata Aevv Impianti, gestisce altresì n. 3 **parcheggi**, siti nel Comune di Sondrio e un impianto di distribuzione *all fuel* (oltre ai carburanti tradizionali anche metano e GNL), rientrato in esercizio a fine 2021, dopo importanti lavori di ristrutturazione.

Il margine della Business Unit nell'esercizio 2021 beneficia con riferimento al teleriscaldamento, principalmente dell'incremento dei volumi di energia termica ed elettrica venduti, e con riferimento alle attività di efficientamento energetico, dello sviluppo interventi Ecobonus e Superbonus 110%.

Contributo positivo, infine, anche dall'idroelettrico, grazie al consolidamento del contratto di affitto delle due centrali idroelettriche.

A livello di Ebit si evidenziano, rispetto al 2020, maggiori ammortamenti correlati ai maggiori investimenti.

TABELLA 17 | SINTESI RISULTATI ECONOMICI BUSINESS UNIT ENERGIA E TECNOLOGIE SMART (€/migliaia)

	2021	2020
Totale ricavi (al lordo dei rapporti *inter/intracompany*)	95.165	45.484
- di cui inter/intracompany	*12.310*	*7.362*
MOL ante partite non ricorrenti	19.231	32.298
MOL	19.360	11.598
MON	7.109	327

TABELLA 18 | DATI GESTIONALI TELERISCALDAMENTO E COGENERAZIONE

	31.12.2021	31.12.2020
Energia termica (GWht)	138,0	216,8
N. clienti teleriscaldamento, vapore	630	638
Energia Elettrica prodotta (GWhe)	22,8	30,1
Km rete	72	72

TABELLA 19 | DATI GESTIONALI GESTIONE CALORE

	31.12.2021	31.12.2020
N. impianti gestiti	203	205

TABELLA 20 | DATI GESTIONALI COLONNINE RICARICA ELETTRICA

	31.12.2021	31.12.2020
N. Colonnine	91	65

TABELLA 21 | DATI GESTIONALI PUNTI LUCE PRO-QUOTA

	31.12.2021	31.12.2020
N. Punti luce gestiti (pro-quota)	46.140	41.418

TABELLA 22 | DATI GESTIONALI GENERAZIONE E FOTOVOLTAICO

	31.12.2021	31.12.2020
Energia Elettrica prodotta da impianti Fotovoltaici (GWhe)	0,9	0,9
Energia Elettrica prodotta da impianti Idroelettrici (GWhe)	5,5	20,5

BUSINESS UNIT AMBIENTE

ACSM-AGAM AMBIENTE S.R.L.

La Business Unit, mediante la controllata, svolge il **servizio di Igiene ambientale** e **l'attività di termovalorizzazione dei rifiuti**.

Il servizio di Igiene ambientale serve circa 245 mila abitanti siti nel Comune di Varese ed in altri comuni delle province di Varese e di Como, in incremento di circa 50 mila unità rispetto al 2020 per effetto delle gare vinte nei territori di riferimento e dell'acquisizione del ramo d'azienda di tre operatori in provincia di Como, a regime nel 2021.

L'attività consiste nei servizi di raccolta differenziata e indifferenziata, di recupero, smaltimento, commercializzazione e trasporto dei rifiuti, della manutenzione dell'igiene di strade e altri luoghi pubblici, oltre che del servizio di bonifica di ambienti degradati. Con riferimento al contratto di servizi per igiene urbana a favore del Comune di Varese, si segnala che è cessato al 31 dicembre 2021, in seguito all'esito avverso del contenzioso verso lo stesso Comune, con riferimento al quale si rinvia al successivo paragrafo "Eventi rilevanti del 2021".

Nel 2021 i rifiuti raccolti sono pari a circa 120.000 tonnellate, in aumento rispetto alle 105.000 tonnellate del corrispondente periodo 2020 per ampliamento di perimetro grazie alle citate gare vinte e all'acquisizione dei rami d'azienda. Nel mese di ottobre 2021 è stato acquisito un ramo d'azienda di un impianto di stoccaggio e trattamento rifiuti il cui sito produttivo è adiacente al termovalorizzatore (Vedi paragrafo Eventi rilevanti 2021).

Con riferimento all'**attività di termovalorizzazione** dei rifiuti, risultano in incremento le quantità smaltite (94.900 tonnellate nel 2021 rispetto a 90.200 tonnellate nel 2020) per effetto principalmente della ripresa a pieno regime dell'impianto al termine del *revamping* della seconda linea, a partire da fine febbraio 2020.

In correlato aumento l'energia elettrica venduta (29,0 GWhe nel 2021 rispetto i 26,6 GWhe del 2020), e l'energia termica ceduta alla controllata Comocalor nel periodo (36,3 GWht nel 2021 verso i 27,5 GWht del 2020).

La produzione di energia elettrica per autoconsumo ammonta a 10,5 GWhe in linea con il 2020.

Il MOL della Business Unit beneficia della ripresa dell'impianto di termovalorizzazione post il citato *revamping* della seconda linea, iniziato ad aprile 2019, con maggiori rifiuti smaltiti e incremento dei volumi di energia elettrica e termica prodotti e grazie a migliori prezzi di smaltimento e dell'energia elettrica. Con riferimento all'igiene ambientale, si segnala principalmente l'impatto negativo della regolazione in tema di determinazione del metodo tariffario (MTR) e incremento di costi legati ad alcune tipologie di smatimento che ha compensato i benefici dell'ampliamento di perimetro.

TABELLA 23 | SINTESI RISULTATI ECONOMICI BUSINESS UNIT AMBIENTE (€/MIGLIAIA)

	2021	2020
Totale ricavi (al lordo dei rapporti *inter/intracompany*)	38.192	34.231
- di cui inter/intracompany	*3.709*	*1.795*
MOL ante partite non ricorrenti	6.386	6.397
MOL	6.608	6.397
MON	(2.244)	981

TABELLA 24 | DATI GESTIONALI RACCOLTA (IGIENE AMBIENTALE)

	31.12.2021	31.12.2020
Tonnellate servizio raccolta (in migliaia)	119,8	104,9
Residenti serviti	245.433	196.512

TABELLA 25 | DATI GESTIONALI TERMOVALORIZZAZIONE

	31.12.2021	31.12.2020
Tonnellate smaltite (in migliaia)*	94,9	90,2
Energia elettrica ceduta (GWhe)	29,0	26,6
Energia termica ceduta (GWht)	36,3	27,5

* Il dato include i quantitativi smaltiti presso altri impianti che ammontano a 3,8 migliaia ton. nel 2021 (1,2 migliaia ton. nel 2020).

CORPORATE E ALTRO

GRUPPO ACSM AGAM

I servizi corporate comprendono le attività a supporto delle Business Units operative (servizi amministrativi e contabili, legali, fiscali, di amministrazione e gestione del personale, di approvvigionamento, di *facility*, di *information technology*, di comunicazione etc.) e le attività di direzione, coordinamento e controllo.

L'esercizio ha registrato maggiori costi riferiti, in particolare, al personale, a servizi ICT e costi *advisory* per operazioni M&A, oltre a quelli per la gestione dell'emergenza COVID.

Il Gruppo, mediante la controllata AEVV Farmacie, gestisce 3 farmacie site nel Comune di Sondrio, il cui risultato è incluso nella Corporate per 0,5 milioni di Euro, in lieve flessione rispetto al 2020 (0,6 milioni di Euro).

TABELLA 26 | SINTESI RISULTATI ECONOMICI SERVIZI CORPORATE E ALTRO (€/MIGLIAIA)

	2021	2020
Totale ricavi (al lordo dei rapporti *inter/intracompany*)	22.424	21.869
- di cui inter/intracompany	*18*	*16*
MOL ante partite non ricorrenti	(4.853)	6.397
MOL	(4.550)	(2.982)
MON	(10.956)	(7.055)

SINTESI ECONOMICO-PATRIMONIALE E FINANZIARIA DELLA CAPOGRUPPO ACSM-AGAM S.P.A.

TABELLA 27 | CONTO ECONOMICO RICLASSIFICATO ACSM-AGAM S.P.A (€/MIGLIAIA)

SINTESI DATI ECONOMICI	2021	% sui ricavi	2020	% sui ricavi
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	937	2,8%	2.345	9,7%
Altri ricavi e proventi operativi	32.557	97,2%	21.786	90,3%
Totale ricavi	**33.494**	**100,0%**	**24.131**	**100,0%**
Costo del personale	(14.818)	(44,2%)	(13.984)	(58,0%)
Altri costi operativi	(23.883)	(71,3%)	(9.047)	(37,5%)
Costi operativi	**(38.701)**	**(115,5%)**	**(23.031)**	**(95,4%)**
Margine Operativo Lordo (MOL) ante partite non ricorrenti	**(5.207)**	**(15,5%)**	**1.100**	**4,6%**
Partite non ricorrenti	302	0,9%	(27)	(0,1%)
Margine Operativo Lordo (MOL)	**(4.905)**	**(14,6%)**	**1.073**	**4,4%**
Ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti	(4.513)	(13,5%)	(7.681)	(31,8%)
Margine Operativo Netto (MON)	**(9.418)**	**(28,1%)**	**(6.608)**	**(27,4%)**
Risultato gestione finanziaria	20.055	59,9%	21.785	84,7%
Risultato ante imposte	**10.637**	**31,8%**	**15.177**	**57,3%**
Imposte	1.641	4,9%	1.510	6,3%
Risultato netto delle attività in funzionamento	**12.278**	**36,7%**	**16.687**	**63,5%**
Risultato delle attività destinate alle dismissioni	3.316	9,9%	(1.352)	0,0%
Risultato netto	**15.594**	**46,6%**	**15.335**	**63,5%**

Il **Margine Operativo Lordo prima delle partite non ricorrenti** si presenta in decremento, principalmente riconducibile sia al venir meno delle attività idroelettriche, conferite in data 1° ottobre 2020 alla controllata Aevv Impianti che all'incremento dei costi rispetto al 2020 che aveva beneficiato delle misure contenimento dei costi, in particolare quelli riferiti al personale, implementate causa emergenza sanitaria COVID-19.

Con particolare riferimento al commento di dettaglio degli effetti derivanti dalla cessazione, a far data 1 gennaio 2022, della concessione Igiene Urbana riferita al Comune di Varese, si rinvia al paragrafo "Eventi rilevanti dell'esercizio 2021" e all'informativa di dettaglio riportata nelle Note Esplicative al Bilancio Consolidato.

In sintesi il conto economico della Capogruppo, pur con effetto nullo sul risultato di periodo, espone alle voci "altri ricavi", "altri costi" e alla voce "svalutazioni" gli effetti derivanti dai debiti da pagare alla controllata Acsm Agam Ambiente e dei crediti da incassare dal partner industriale in seguito alla contabilizzazione ai sensi dell'IFRS 3, essendo tutto un unicum.

Per la differenza di importi è stato utilizzato, nell'ambito della voce Accantonamenti, lo specifico fondo rischi stanziato a copertura già nel 2018. Il **Margine operativo netto risulta,** quindi, in flessione rispetto al 2020, ma in misura minore rispetto all'andamento del MOL per le ragioni anzidette.

La **gestione finanziaria** è positiva e ammonta complessivamente a 20,1 milioni di Euro, ed include principalmente i dividendi percepiti dalle società controllate.

Il **Risultato netto derivante dalle attività destinate alla dismissione** è positivo e pari 3,3 milioni di Euro (negativo e pari a 1,3 milioni nel riesposto 2020 per effetto della svalutazione della partecipazione nella società controllata per complessivi per 2,3 milioni di Euro effettuato nel precedente esercizio, in seguito alle risultaze dell'attività di *impairment test*).

Di seguito viene esposta la **Situazione Patrimoniale-Finanziaria riferita ad Acsm-Agam S.p.A.** al 31 dicembre 2021, riclassificata ai fini della determinazione delle principali componenti del capitale investito e delle fonti di copertura finanziaria, confrontata con i dati riferiti al precedente esercizio.

TABELLA 28 | SITUAZIONE PATRIMONIALE-FINANZIARIA RICLASSIFICATA ACSM-AGAM S.P.A. (€/MIGLIAIA)

SITUAZIONE PATRIMONIALE-FINANZIARIA RICLASSIFICATA	31.12.2021	31.12.2020
Capitale Investito Netto		
Immobilizzazioni materiali	32.467	33.914
Avviamento	13	13
Immobilizzazioni immateriali	11.939	10.641
Partecipazioni e altre attività finanziarie	449.750	474.394
Attività / Passività per imposte differite	522	960
Fondi rischi e oneri	(2.232)	(4.035)
Fondi relativi al personale	(2.096)	(2.308)
Altre attività non correnti	1.377	-
Altre passività non correnti	(2.528)	(2.632)
Capitale Immobilizzato	**489.212**	**510.947**
Rimanenze	-	-
Crediti commerciali	6.563	8.908
Altri Crediti	20.098	10.925
Altre attività	4	4
Attività destinate alla vendita	-	-
Debiti Commerciali	(5.272)	(4.162)
Altri debiti	(20.851)	(7.564)
Altre passività	(119)	(1.913)
Capitale Circolante Netto in funzionamento	**423**	**6.198**
Attività/Passività destinate alla dismissione	**25.801**	**-**
Totale Capitale Investito Netto	**515.436**	**517.145**
Fonti di copertura		
Patrimonio Netto	**441.281**	**441.962**
Saldo netto indebitamento a lungo	91.180	78.172
Saldo netto indebitamento a breve	53.359	49.306
Finanziamenti erogati a società controllate	(65.000)	(45.000)
Debiti Commerciali e Altri debiti non correnti	307	-
Disponibilità liquide	(5.691)	(7.295)
Indebitamento Finanziario Netto	**74.155**	**75.183**
Totale Fonti di copertura	**515.436**	**517.145**

Il **capitale immobilizzato** al 31 dicembre 2021 ammonta a 489,2 milioni di Euro, la flessione rispetto l'anno precedente è riconducibile principalmente allo scorporo delle attività destinate alla vendita in precedenza citate.

Ai sensi del principio contabile internazionale IFRS 5, infatti, si è riclassificato il valore della partecipazione Serenissima Gass S.p.A., oggetto del citato accordo preliminare di vendita, tra le "attività detenute per la vendita" dopo aver rivalutato il valore della partecipazione stessa al valore di presunto realizzo nel 2022.

In dettaglio, la partecipazione è stata rivalutata per €/000 1.178 e riclassificata tra le attività detenute per la vendita per il suo valore di presunto realizzo pari ad €/000 25.801.

Il **capitale circolante netto in funzionamento** è pari a 0,4 milioni di Euro (6,2 milioni al 31 dicembre 2020). Il significativo incremento della voce "Altri crediti" è dovuto principalmente, oltre al credito per attività incentivate con Ecobonus, al credito verso A2A relativo alla cessazione della concessione di Varese. Mentre nella voce "Altri debiti" è esposto il debito verso la controllata Acsm Agam Ambiente a totale copertura del danno riguardante la perdita della concessione citata[11].

[11] Sul punto si rinvia allo specifico paragrafo Eventi di rilievo 2021, oltre alle Note esplicative riferite al Bilancio Consolidato 2021.

TABELLA 29 | INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO (€/MIGLIAIA)

INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO		31.12.2021	31.12.2020
A.	Disponibilità Liquide	5.691	7.295
B.	Mezzi equivalenti a disponibilità liquide	-	-
C.	Altre attività finanziarie correnti	97.839	59.987
D.	**Liquidità (A + B + C)**	**103.530**	**67.282**
E.	Debito finanziario corrente	(117.614)	(94.765)
F.	Parte corrente dell'indebitamento non corrente	(33.584)	(14.528)
G.	**Indebitamento finanziario corrente (E + F)**	**(151.198)**	**(109.293)**
H.	**Indebitamento finanziario corrente netto (D + G)**	**(47.668)**	**(42.011)**
C1.	Crediti finanziari non correnti	65.032	45.000
I.	Debiti finanziari non correnti	(91.212)	(78.172)
J.	Strumenti di Debito	-	-
K.	Debiti Commerciali e Altri debiti non correnti	(307)	-
L.	**Indebitamento finanziario non corrente (I + J + K)**	**(26.487)**	**(33.172)**
M.	**Totale Indebitamento Finanziario (H + L)**	**(74.155)**	**(75.183)**

Al 31 dicembre 2021 **l'indebitamento finanziario netto** risulta essere di 74,2 milioni di Euro, in lieve decremento rispetto al precedente esercizio (75,2 milioni). Si rinvia anche a quanto riportato nel seguito come commento al rendiconto finanziario per l'analisi dei movimenti.

La voce "Crediti finanziari correnti" (voce C) rappresenta il credito finanziario vantato nei confronti delle società controllate principalmente per *cash pooling*, mentre il saldo riferito a i "Crediti finanziari non correnti" (voce C.1) espone il credito per finanziamenti a lungo termine concessi alle società controllate per 65 milioni di Euro (quota parte del finanziamento BEI destinato alle attività svolte dalle controllate).

Il totale relativo all'indebitamento finanziario corrente (voce indicata dalla lettera H del prospetto) include oltre ai debiti bancari correnti, che ammontano a 117,6 milioni di Euro (voce E) la quota corrente della passività finanziaria relativa ai contratti di noleggio lungo termine operativo e locazione immobiliare per complessivi 1,7 milioni di Euro e la quota corrente della passività finanziaria relativa ai contratti di noleggio lungo termine operativo e locazione immobiliare per complessivi 1,7 milioni di Euro.

La voce "Debito finanziario non corrente" (voce I) esprime la quota riferita alla passività non corrente dei finanziamenti di gruppo attivi alla data del 31 dicembre 2021, tra cui la quota riferita alla passività non corrente sottostante i contratti di noleggio lungo termine operativo e locazione immobiliare per 3,7 milioni di Euro, in compliance all'applicazione dello IFRS 16, oltre al *mark to market* di uno dei due contratti derivati (IRS) a completa copertura delle oscillazioni di tasso di due finanziamenti a medio lungo termine (negativo e pari a 22,4 mila Euro). L'altro contratto derivato (IRS) è positivo e pari a 32 mila Euro e risulta esposto alla voce C.1 del prospetto.

La voce "Debiti commerciali e Altri debiti non correnti" (voce K) esprime, in compliance con gli orientamenti ESMA, la quota riferita ai debiti commerciali (0,3 milioni di Euro) e altri debiti con scadenza oltre i 12 mesi (0,8 milioni di Euro) per complessivi 1,1 milioni di Euro.

Il **rendiconto finanziario consolidato riclassificato** 2021 confrontato con quello al 31 dicembre 2020, riesposto per effetto del citato richiamo di attenzione CONSOB n. 5/21[12], in tema di orientamento ESMA circa definizione dell'indebitamento finanziario netto, presenta i seguenti flussi generati ed assorbiti dalle attività:

TABELLA 30 | RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO DI ACSM-AGAM S.P.A. (€/MIGLIAIA)

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO	31.12.2021	31.12.2020
Risultato netto del periodo	**15.594**	**15.335**
Ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti	3.335	11.080
Proventi da partecipazioni	15	-
Variazione Fondi	(830)	(1.864)
Variazione delle imposte differite	(84)	(654)
Autofinanziamento	**18.030**	**23.897**
Variazione capitale circolante netto	(18.356)	(18.555)
Flusso di cassa gestione corrente	**(326)**	**5.342**
Investimenti al netto delle dismissioni	(5.167)	(6.385)
Dividendi incassati	**22.309**	**23.524**
Flusso di cassa post attività di investimento	16.816	22.481
Variazioni Patrimonio netto	(15.788)	(15.754)
Flusso di Cassa del periodo	**1.028**	**6.727**
Indebitamento Finanziario Netto Iniziale	**(75.183)**	**(81.910)**
Indebitamento Finanziario Netto Finale	**(74.155)**	**(75.183)**

Il flusso di cassa netto riferito al periodo in esame è positivo per Euro 1,0 milioni. L'autofinanziamento riflette, oltre al risultato dell'esercizio, gli effetti netti della variazione per ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti pari a 3,3 milioni di Euro (che risentono anche del citato utilizzo fondo rischi e della rivalutazione della partecipazione di Serenissima), la variazione del capitale circolante è negativa e ammonta a 18,0 milioni di Euro, mentre il saldo netto degli impieghi nell'attività di investimento ammonta a 5,2 milioni di Euro.

I dividendi incassati dalle società controllate ammontano complessivamente a 22,3 milioni di Euro.

La variazione registrata nella voce "patrimonio netto" si riferisce principalmente al pagamento dei dividendi per complessivi 15,8 milioni di Euro.

[12] La raccomandazione citata ha recepito gli orientamenti Esma in materia di obblighi di informativa ai sensi del regolamento sul prospetto. Sul punto si rinvia al paragrafo Principali indicatori alternativi di *performance*.

PROSPETTO DI RICONCILIAZIONE DEL RISULTATO E DEL PATRIMONIO NETTO DELLA CAPOGRUPPO ACSM AGAM S.P.A. CON IL RISULTATO ED IL PATRIMONIO NETTO DEL GRUPPO

TABELLA 31 | PROSPETTO DI RICONCILIAZIONE DEL RISULTATO E DEL PATRIMONIO NETTO DELLA CAPOGRUPPO ACSM AGAM S.P.A. CON IL RISULTATO ED IL PATRIMONIO NETTO DEL GRUPPO (€/MIGLIAIA)

	UTILE ESERCIZIO 2021	PATRIMONIO NETTO 2021
Importi risultanti dal bilancio individuale di Acsm-Agam S.p.A.	**15.594**	**441.281**
Eliminazione delle partecipazioni:		
- differenza tra valore di carico e patrimonio netto	(1.178)	52.595
- differenza di consolidamento	(764)	7.781
- plusvalore allocato su cespiti Serenissima Gas	(389)	14.854
- PPA AEVV Farmacie	(216)	1.938
- PPA Varese Risorse	239	(957)
- risultato del periodo delle società controllate	53.870	-
- storno dividendi infragruppo	(22.296)	-
Altre	-	(13)
Storno quote di competenza degli azionisti di minoranza	(390)	(8.310)
Importi risultanti dal bilancio consolidato:		
- di spettanza del Gruppo	**44.471**	**509.171**
- di spettanza di Terzi	**390**	**8.310**
Totale importi risultanti dal Bilancio Consolidato	**44.861**	**517.481**

EVENTI RILEVANTI DEL 2021

SERVIZIO DI IGIENE AMBIENTALE CON COMUNE DI VARESE (EX ASPEM S.P.A.)

Con riferimento alla concessione del Comune di varese con scadenza prevista al 31 dicembre 2030, nel corso del secondo semestre 2018, ad intervenuta aggregazione della c.d. Multi Utility Nord Lombardia, il Comune di Varese ha adottato una serie di atti, tramite i quali ha dichiarato che l'affidamento del servizio di igiene urbana sarebbe cessato alla data del 31 dicembre 2018, in luogo della scadenza contrattuale del 31 dicembre 2030, disponendo contestualmente l'avvio della procedura di gara per un nuovo affidamento. Sulla questione si sono pronunciati sia il TAR che il Consiglio di Stato confermando che la scadenza legale della concessione deve intendersi al 31 dicembre 2018.

Nel luglio 2019, sul presupposto della scadenza della concessione in data 31 dicembre 2018 e a seguito di procedura di gara per l'affidamento del servizio di igiene urbana, il Comune di Varese ha disposto l'aggiudicazione definitiva della gara ad altro operatore. La controllata ha impugnato tale aggiudicazione avanti al TAR, ritenendo la stessa affetta da illegittimità tali da escludere l'operatore risultato aggiudicatario.

Il Comune di Varese, successivamente, ha annullato l'aggiudicazione all'operatore aggiudicatario, in seguito a sopraggiunti vizi della documentazione amministrativa, aggiudicando la concessione al secondo in graduatoria optando per lo scorrimento della graduatoria formatasi nel luglio 2019.

La controllata ha impugnato anche tale provvedimento ritenendo che, stante l'esclusione del primo classificato, si dovesse procedere alla riparametrazione del punteggio assegnato alle altre concorrenti, con applicazione del metodo aggregativo compensatore. Il 30 aprile 2021 è stata emessa la Sentenza con la quale il Tar Lombardia ha deciso di respingere l'interpretazione formulata oltre alle censure mosse dall'operatore graduato, confermando l'aggiudicazione al secondo in graduatoria.

Anche contro tale sentenza, la controllata ha provveduto a presentare ricorso avanti al Consiglio di Stato, con richiesta di sospensione dell'efficacia della sentenza stessa, determinando la sottoscrizione a favore della controllata di un contratto di proroga fino al 31 dicembre 2021. In data 11 novembre 2021 il Consiglio di Stato ha respinto l'appello della controllata, confermando pertanto l'aggiudicazione della gara ad altro operatore. La concessione è stata gestita dalla società controllata sino al termine del regime di proroga del 31 dicembre 2021, a partire dal giorno successivo è gestita dal nuovo concessionario.

Nel corso del 2020 Acsm Agam e la controllata Acsm Agam Ambiente hanno altresì promosso contro il Comune di Varese un'azione civile avanti il Tribunale Speciale delle Imprese di Milano per richiedere l'accertamento della violazione contrattuale dell'Accordo Quadro e del Patto Parasociale che disciplinano l'operazione MNL e per quantificare il risarcimento dei danni conseguenti alla scadenza anticipata del Contratto per la gestione del servizio di igiene ambientale presso il Comune di Varese.

Tale azione si fonda sul fatto che il Comune di Varese, in merito alla durata del Contratto dei Servizi relativo all'igiene urbana, abbia tenuto un comportamento contrario ai principi della buona fede e che ciò determini una responsabilità extracontrattuale e contrattuale nei confronti di Acsm Agam e della propria controllata Acsm Agam Ambiente. Con Ordinanza in data 20 gennaio 2022, il giudice adito ha dichiarato la propria incompetenza.

Si ricorda, rinviando alle Note esplicative riferite al Bilancio Consolidato 2021, che in seguito all'adozione da parte del Comune di Varese della determina di scadenza anticipata della concessione di igiene urbana riferita al medesimo Comune, Acsm Agam già in Bilancio 2018 aveva rilasciato Manleva totale a copertura delle possibili insussistenze patrimoniali a beneficio della controllata Acsm Agam Ambiente, che aveva ricevuto in conferimento il relativo ramo d'azienda nell'ambito dell'operazione di Aggregazione del 1 luglio 2018. Parimenti A2A insieme ad Acsm Agam avevano sottoscritto un Accordo di indennizzo a beneficio di Acsm Agam a copertura del 90% del danno (quota a carico di A2A) che si sarebbe potuto manifestare in capo a quest'ultima. Acsm Agam in sede di bilancio 2018 aveva iscritto un fondo rischi per 1,7 milioni di Euro a copertura del residuo 10% (quota a carico del Comune di Varese). In data 1 gennaio 2022 la concessione è passata ad altro operatore, generando pertanto il danno patrimoniale in capo alla controllata Acsm Agam Ambiente facendo realizzare la condizione di attivazione dela manleva. Parimenti Acsm Agam ha attivato quanto previsto nell'Accordo di indennizzo verso la propria controllante. Il bilancio consolidato dell'esercizio 2021 recepisce gli effetti degli eventi occorsi: in particolare, il venir meno della concessione per gli eventi descritti, ha avuto come conseguenza la rilevazione di una perdita di *impairment* (svalutazione di

intangibile e goodwill) nella CGU Raccolta, compensata dalla rilevazione di una attività (credito verso A2A relativo all'Accordo di indennizzo). Sia l'*impairment loss* sia l'attività di indennizzo sono state rilevate con effetti a conto economico come previsto dall'IFRS3 a cui si è fatto specifico riferimento considerando l'intera operazione (dalla *business combination* iniziale alla sottoscrizione degli accordi di indennizzo e manleva e, infine, alla loro esecuzione) come un unicum dal punto di vista giuridico e contrattuale.

Tali effetti economici sono stati classificati entrambi all'interno della voce Ammortamenti e Svalutazioni in ossequio al *framework* di presentazione generale dei principi IFRS.

TARIFFE IDRICHE

Con riferimento all'approvazione del Metodo Tariffario Idrico da parte di ARERA le proposte tariffarie acquedotto per il periodo 2020-2023 (che sovrascrivono in parte anche i periodi tariffari 2012-2019), relativamente ai comuni gestiti da Lereti nella provincia di Como, sono state approvate dall'EGA competente in data 19 gennaio 2021 e dal Consiglio della Provincia di Como in data 9 marzo 2021.

Esse sono state infine trasmesse ad ARERA per la loro validazione.

In data 23 marzo 2021 è stato promosso ricorso al TAR Lombardia per non incorrere in quiescenza relativamente ad alcuni dati sottostanti utilizzati per il calcolo delle tariffe 2020/2023. Tale ricorso non inficia gli incrementi tariffari applicati e riferiti all'anno 2020 e all'anno 2021 in quanto gli stessi scontano già l'incremento massimo applicabile secondo regolazione, che quindi non saranno suscettibili di ulteriore revisione nei confronti dell'utenza. Relativamente all'ambito provincia di Varese, le proposte tariffarie acquedotto 2020-2023 sono state approvate dal Consiglio Provinciale il 29 aprile 2021.

In data 21 dicembre 2021 l'EGA di Como ha riconosciuto in favore della Società Lereti un importo pari a Euro 15,3 mio di Euro riferibili agli investimenti eseguiti dalla stessa nel periodo 2010/2011 a fronte della richiesta di riconoscimento di conguagli tariffari (c.d. "partite pregresse") relative agli anni dal 2001 al 2012 e inerenti i comuni gestiti nella provincia di Como. Tali importi sono da ricondurre agli investimenti realizzati dalla Società e non remunerati dalla precedente metodologia tariffaria. Le modalità di attribuzione e di fatturazione ai clienti di tale importo devono al momento essere ancora definite e pubblicate con specifica delibera. La Società ritenendo quanto deliberato solo un parziale riconoscimento di quanto spettante, ha impugnato dinnanzi al TAR il provvedimento in data 18 febbraio 2022.

FINANZIAMENTO BEI

Con riferimento al finanziamento BEI *"Acsm-Agam Energy Efficiency and Climate Action"* sottoscritto nel mese di dicembre 2019 per complessivi 100 milioni di Euro (di cui 50 milioni di Euro già erogati nei primi mesi del 2020), si segnala che, nel corso del mese di febbraio 2021, è stata erogata una seconda tranche pari a 25 milioni di Euro anch'essa a tasso fisso e per la durata di 16 anni con un preammortamento di 4 anni, come la precedente.

ASSEMBLEA ORDINARIA E STRAORDINARIA 27 APRILE 2021: APPROVAZIONE BILANCIO 2020, DIVIDENDI E NOMINA CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE

L'Assemblea degli Azionisti di Acsm-Agam S.p.A. si è svolta a Monza in data 27 aprile nelle modalità previste dal Decreto Legge n. del 17 marzo 2020, n. 18[13]. L'Assemblea ha approvato il bilancio di Acsm-Agam S.p.A. per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2020 e, contestualmente, ha esaminato il bilancio consolidato del Gruppo[14] e la Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario ai sensi del D.Lgs. 254/2016 riferita al 2020.

L'Assemblea dei Soci ha inoltre approvato all'unanimità la proposta del Consiglio di Amministrazione e ha deliberato la distribuzione di un dividendo unitario lordo pari a Euro 0,08 che è stato liquidato il 23 giugno 2021 (data stacco cedola, numero 21, 21 giugno 2021 e record date 22 giugno 2021), secondo calendario di borsa.

L'Assemblea degli Azionisti ha inoltre provveduto a nominare il nuovo Consiglio di Amministrazione della Società. Sono stati nominati i primi dodici candidati della lista n. 1 e il primo candidato della lista n.2, e precisamente:

- per la lista n. 1, presentata congiuntamente dai soci A2A S.p.A, Lario Reti Holding S.p.A., Comune di Monza, Comune di Como, Comune di Sondrio,

[13] Decreto 18/2020 (convertito, con modificazioni, dalla legge 24 aprile 2020, n. 27 e come da ultimo prorogato dall'art. 3, comma 6, del Decreto Legge 31 dicembre 2020 n. 183, convertito dalla Legge 26 febbraio 2021 n. 21), ha introdotto alcune norme eccezionali legate all'emergenza Covid-19 al fine di ridurre al minimo i rischi connessi all'emergenza sanitaria in corso.

[14] Il Consiglio di Amministrazione in data 12 marzo 2021 aveva approvato il progetto di bilancio di esercizio 2020, il bilancio consolidato 2020 e la Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario 2020.

titolari di n. 175.070.270 azioni rappresentanti il 88,71% del capitale sociale: Marco Canzi, Paolo Giuseppe Busnelli, Nicoletta Molinari, Annamaria Arcudi, Maria Ester Benigni, Edoardo Iacopozzi, Roberta Marabese, Claudia Mensi, Paola Musile Tanzi, Maria Angela Nardone, Pietro Scibona e Paolo Soldani;

- per la lista n. 2, presentata dal socio ASCOPIAVE S.p.A., titolare di n. 9.867.189 azioni rappresentanti il 4,999% del capitale sociale: Pierpaolo Florian.

In sede di presentazione delle candidature hanno dichiarato il possesso del requisito di indipendenza ai sensi dal combinato disposto degli artt. 147 ter, comma 4 e 148 comma 3 del D.Lgs. n. 58/98, nonché dei criteri qualitativi e quantitativi per la definizione della significatività e della definizione di stretti familiari ai fini della valutazione d'indipendenza ai sensi del nuovo Codice di Corporate Governance cui la Società aderisce: Marco Canzi, Paolo Giuseppe Busnelli, Nicoletta Molinari, Roberta Marabese, Paola Musile Tanzi, Pietro Scibona e Pierpaolo Florian.

L'Assemblea dei Soci ha inoltre provveduto a nominare Marco Canzi in funzione di Presidente e Paolo Busnelli e Nicoletta Molinari in funzione di Vice Presidenti.

Il nuovo Consiglio di Amministrazione rimarrà in carica sino all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2023. La documentazione inerente l'Assemblea è stata resa disponibile sul sito **www.acsm-agam.it**, alla sezione Governance. Il relativo comunicato stampa completo è stato pubblicato nella sezione Investor Relations.

Il Consiglio di Amministrazione di Acsm-Agam S.p.A. nella successiva seduta del 30 aprile, al termine delle procedure di insediamento, ha provveduto a riconfermare Paolo Soldani nella carica di Amministratore Delegato, oltre a verificare i requisiti di indipendenza in capo agli Amministratori.

PROROGA DEL SERVIZIO TELERISCALDAMENTO A COMOCALOR

Nelle more dell'espletamento delle procedure per l'affidamento del servizio giunto a scadenza nel corso del mese di ottobre 2020, il Comune di Como ha richiesto nello stesso mese, la disponibilità di Comocalor alla proroga del servizio a tutto l'anno termico 2020-2021. La formalizzazione della proroga del servizio è avvenuta in data 29 giugno 2021, estendendone la durata con un'opzione a tutto l'anno termico 2021-2022 che è stata esercitata.

ACQUISIZIONE IMPIANTO DI STOCCAGGIO TRATTAMENTO RIFIUTI

In data 1 ottobre 2021 la società controllata Acsm Agam Ambiente S.r.l. ha acquisito dalla società Econord, un ramo d'azienda costituito da un impianto di stoccaggio e trattamento dei rifiuti, dalle autorizzazioni ad esso destinate, dalle attrezzature, dal terreno e dai fabbricati relativi, nonché dal relativo personale per un valore complessivo di 3,8 milioni di Euro. La valenza strategica di tale acquisto risiede anche nella contiguità del sito con l'impianto di termovalorizzazione, in grado di consentire ulteriori progetti di sviluppo.

TERMINE PROCEDURE DI LIQUIDAZIONE CONSORZIO SO.E.RA. ENERGY CALOR E COMO ENERGIA S.C.A.R.L.

Nel corso del mese di dicembre 2021 sono state finalizzate per entrambi in consorzi le procedure di liquidazione, con conseguente cancellazione dal registro delle imprese. Entrambe le procedure erano in corso dal 2019 avendo i consorzi esaurito il proprio scopo sociale.

FIRMATO ACCORDO PRELIMINARE PER LA VENDITA DI ALCUNI ASSET RITENUTI NON STRATEGICI DOPO DICEMBRE 2021

In data 31 dicembre 2021 A2A e ACSM AGAM, insieme ad altre società dalle stesse controllate, hanno siglato con il Consorzio formato da Ascopiave, ACEA, e Iren - aggiudicatario della procedura relativa alla cessione di concessioni nell'ambito del servizio di distribuzione del gas naturale - un accordo preliminare per la vendita di alcuni *asset* ritenuti non strategici per i venditori.

Per ACSM AGAM tale cessione è coerente con le linee strategiche del Gruppo, consentendo, attraverso una razionalizzazione del portafoglio relativo agli asset di distribuzione gas, il rafforzamento nei propri territori di riferimento. Gli asset ceduti, ritenuti non strategici, riguardano la partecipazione detenuta dalla Capogruppo in Serenissima Gas e il ramo d'azienda relativo alla concessione gas di Mogliano Veneto, detenuto dalla società controllata Lereti.

Il perimetro di attività oggetto dell'operazione, nel suo complesso per entrambi i Gruppi, comprende circa 157 mila utenti, distribuiti in 8 Regioni d'Italia, facenti parte di 24 ATEM, per oltre 2.800 km di rete.

Gli asset oggetto dell'operazione verranno confluiti dai Gruppi A2A e ACSM AGAM in una Newco, il cui capitale sarà acquisito dai consorziati. Il closing dell'operazione è previsto entro il primo semestre del 2022.

EVENTI SUCCESSIVI

APPROVAZIONE BUSINESS PLAN 2022-2026

In data 20 gennaio 2022 il Consiglio di Amministrazione ha esaminato e approvato il Piano Industriale 2022-2026 confermando le linee strategiche dei precedenti business plan e seguendone il percorso già tracciato, concentrato sullo sviluppo sostenibile nei propri territori attraverso i seguenti principi chiave:

- Sostenibilità e trasparenza,
- Innovazione e digitalizzazione,
- Valorizzazione territori di riferimento,
- Valorizzazione risorse umane,
- Centralità del cliente,
- Integrazione e sviluppo.

Il modello dello sviluppo sostenibile, uno dei valori principali su cui si fonda l'aggregazione del 2018, si concretizza nel Piano Industriale 2022-2026, attraverso le diverse iniziative volte alla transizione energetica, all'economia circolare e alla digitalizzazione, sostenendo investimenti *carbon free* finalizzati al raggiungimento degli obiettivi *green* prefissati, con risparmi misurabili nella riduzione delle emissioni CO_2 (ca. 380 k ton di emissioni CO_2 evitate in arco piano) e integrati nel Piano come KPI di sostenibilità.

Il Piano Industriale 2022-2026 prevede complessivamente investimenti per 457 milioni di Euro che garantiscono valore e continuità nel lungo termine per tutti i territori nei quali il Gruppo opera. Anche grazie a tale importante Piano investimenti, il prossimo quinquennio vede una crescita importante dei KPI operativi e dei *Financials*.

Il Gruppo mantiene una forte attenzione agli azionisti prevedendo un *pay out* medio in arco piano intorno all'80% del risultato netto di Gruppo.

La presentazione di dettaglio del Piano Industriale 2022-2026 del Gruppo Acsm Agam è consultabile sul sito internet della società **www.acsm-agam.it**, nella sezione Investor Relations.

QUADRO NORMATIVO E REGOLAMENTARE DI RIFERIMENTO 2021

In relazione alla evoluzione della regolazione ed impatti sulle Business Units del Gruppo Gruppo Acsm Agam di seguito si riportano le principali disposizioni applicabili al Gruppo.

TASSONOMIA PER GLI INVESTIMENTI SOSTENIBILI

Negli ultimi anni è cresciuta sempre più l'attenzione sui temi della sostenibilità ambientale e sociale con crescenti iniziative legislative sia a livello internazionale che nazionale.

A partire dal 2015, l'ONU ha definito l'Agenda 2030, all'interno della quale ha definito gli "Obiettivi per lo sviluppo sostenibile" (cd. SDGs), indicando una strategia globale per ottenere un futuro più sostenibile.

livello europeo, nel 2019, è stato emanato l'European Green Deal, che si pone l'obiettivo di raccogliere le sfide poste dai cambiamenti climatici per assicurare la transizione ecologica dell'UE verso una società equa, con un'economia moderna, efficiente sotto il profilo delle risorse e senza emissioni nette di gas ad effetto serra (GHG) al 2050.

Inoltre, nel corso del 2020 l'Unione Europea ha deciso di aumentare ulteriormente il proprio impegno a favore del clima ponendosi un *target* di riduzione delle emissioni del 55% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990.

Al fine di supportare il raggiungimento di tali obiettivi e riconoscendo l'importanza del settore finanziario, l'Unione Europea nel 2018 ha pubblicato un Piano d'azione per finanziare la crescita sostenibile, che si propone i tre seguenti obiettivi:

- il ri-orientamento dei flussi di capitale verso investimenti sostenibili;

- l'integrazione della sostenibilità nella gestione del rischio;
- la promozione della trasparenza e la gestione di lungo termine nelle attività finanziarie.

Nell'ambito di tale Piano d'azione, si inserisce anche il Regolamento UE 2020/852 (cd. Tassonomia) che ha l'obiettivo di stabilire i criteri per determinare se un'attività economica possa considerarsi ecosostenibile e poter conseguentemente determinare il grado di ecosostenibilità di un investimento.

In particolare, sono considerate ecosostenibili le attività che contribuiscono ad almeno uno dei seguenti obiettivi ambientali, a patto che non arrechino un danno significativo ad altri obiettivi ambientali e che siano svolte nel rispetto di garanzie minime di salvaguardia:

- mitigazione dei cambiamenti climatici;
- adattamento ai cambiamenti climatici;
- uso sostenibile e protezione delle risorse idriche e marine;
- transizione verso un'economia circolare;
- prevenzione e controllo dell'inquinamento;
- protezione degli ecosistemi e della biodiversità.

A giugno 2021, la Commissione Europea ha adottato formalmente il primo Atto Delegato Tecnico (di seguito: *Climate Delegated Act)* che definisce la lista di settori e attività economiche attualmente inclusi nella Tassonomia e i relativi criteri di vaglio tecnico che consentono di verificare se esse contribuiscono in modo sostanziale al raggiungimento degli obiettivi ambientali di mitigazione dei cambiamenti climatici e di adattamento ai cambiamenti climatici. La pubblicazione di ulteriori Atti Delegati Tecnici sui restanti obiettivi ambientali è prevista nel corso del 2022.

L'art. 8 del Regolamento UE 2020/852 definisce gli obblighi di rendicontazione nell'ambito della Tassonomia che ricadono su qualsiasi impresa soggetta all'obbligo di pubblicare informazioni di carattere non finanziario ai sensi dell'articolo 19-bis o dell'articolo 29-bis della direttiva 2013/34/UE. A partire dal 1° gennaio 2022, in linea con tali previsioni normative, le imprese impattate dovranno includere nella propria dichiarazione di carattere non finanziario, informazioni su come e in che misura le proprie attività sono associate ad attività economiche considerate ecosostenibili ai sensi del Regolamento stesso. Al fine di regolare l'informativa da pubblicare, nel mese di luglio 2021 è stato pubblicato il Regolamento UE 2021/2178 che integra l'articolo 8 del Regolamento UE 2020/852 per specificare ulteriormente il contenuto e la presentazione dei dati e delle informazioni da includere nella rendicontazione. In particolare, nel corso del primo anno di applicazione del Regolamento e al fine di favorire un'applicazione graduale dello stesso, viene richiesto alle imprese non finanziarie di calcolare il fatturato, le spese in conto capitale (CapEx) e le spese operative (OpEx) associate ad attività economiche "ammissibili" ai sensi della Tassonomia, ossia attività descritte negli Atti Delegati Tecnici, ma per le quali non è richiesta la verifica del rispetto dei criteri di vaglio tecnico contenuti negli atti stessi. Tale verifica sarà, invece, obbligatoria a partire dal primo gennaio 2023 e, pertanto, sarà oggetto di rendicontazione nella prossima dichiarazione non finanziaria del Gruppo.

Per ulteriori dettagli si rinvia alla Dichiarazione non finanziaria del Gruppo 2021.

BUSINESS UNIT ENERGIA E TECNOLOGIE SMART

INCENTIVI ALLA PRODUZIONE DA FONTI RINNOVABILI

Il 14 giugno 2019 la Commissione UE ha approvato, ai sensi della disciplina sugli aiuti di Stato, il nuovo schema di sostegno per le rinnovabili elettriche e il 4 luglio 2019 il MiSE, di concerto con il MATTM, ha adottato il cosiddetto DM FER1 che definisce il quadro incentivante per le fonti rinnovabili considerate mature e con costi fissi bassi o, comunque, in diminuzione: eolico, fotovoltaico, idroelettrico e biogas da depurazione.

Per gli impianti con potenza inferiore a 1 MW gli incentivi sono riconosciuti tramite iscrizione a registri mentre per gli impianti con potenze superiori è prevista un'asta al ribasso (7 bandi fino al 2021) con meccanismi di premialità (es. autoconsumo, fotovoltaico con rimozione amianto), specifici criteri di priorità per accedere ed una remunerazione fino a 20/30 anni.

A dicembre 2019, il GSE ha avviato una consultazione sulla definizione del contratto-tipo per l'assegnazione degli incentivi: tale contratto di diritto privato dovrà essere stipulato dal soggetto responsabile per ogni singolo impianto a seguito del conseguimento del diritto di accesso agli incentivi e sarà approvato da ARERA.

A gennaio 2020, come previsto dal DM FER1, il GME ha avviato una consultazione sulla *Piattaforma di mercato per la negoziazione di lungo termine di energia da fonti rinnovabili*.

Nell'ambito dell'emergenza COVID-19, il Governo è intervenuto con il Decreto Legge 16 luglio 2020, n. 76 (il c.d. DL Semplificazioni) semplificando le procedure autorizzative e di valutazione di impatto ambientale ed introducendo la possibilità di accedere agli incentivi anche per quegli impianti non fotovoltaici che non hanno aderito allo spalma incentivi, prevedendo procedure separate con contingente ad hoc ed una tariffa ridotta del 5%. Inoltre, in considerazione dello stato di emergenza prorogato al 31 gennaio 2021 con il DPCM del 7 ottobre 2020, il GSE ha proceduto ad aggiornare i termini degli adempimenti in particolare in relazione ai Decreti FER.

ATTIVITÀ DELL'AUTORITÀ 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.

La Delibera 478/2020/R/tlr ha definito per il periodo 1° gennaio 2020 – 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 da 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.

A seguito dei procedimenti avviati con le con Delibera 11/2021/R/tlr avente ad oggetto l'adozione di provvedimenti in materia di contributi di allacciamento e modalità di esercizio del diritto di recesso nonché con Delibera 27/2012/R/tlr, avente ad oggetto la revisione dei provvedimenti in materia di qualità commerciale per il secondo periodo regolatorio.

Sono stati adottate le Delibere 463/2021/R/tlr e 526/2021/R/tlr con cui:

- l'Allegato A della Delibera 463/2021/R/tlr ha aggiornato per il periodo 1° gennaio 2022 - 31 dicembre 2025 la regolazione in materia di criteri per la determinazione dei contributi di allacciamento e modalità per l'esercizio del diritto di recesso (TUAR). L'Autorità, confermando le disposizioni del TUAR vigente, ha razionalizzato ed armonizzato i contenuti dei diversi testi integrati (TITT, RQTT e TIMT) che saranno applicati dal 1° gennaio 2022. L'Allegato B alla medesima Delibera approva il Testo Unico per la classificazione dimensionale degli esercenti il servizio di teleriscaldamento e teleraffrescamento per il periodo 1° gennaio 2022 – 31 dicembre 2025

(TUD), definendo obblighi differenti per gli esercenti in base alle loro soglie dimensionali che rimangono invariate ma vengono determinate solo mediante la potenza convenzionale. La classificazione dell'utente (rilevante per l'erogazione degli indennizzi o l'esclusione dalla regolazione) invece avverrà esclusivamente sulla potenza contrattuale. Infine, tutte le raccolte dati da inviare ad ARERA riguardanti il rapporto contrattuale con l'utente (tra cui la misura) ed i prezzi vengono accorpate in un'unica scadenza al 30 giugno, mentre la raccolta dati sulla qualità tecnica è traslata al 30 settembre di ciascun anno.

- la Delibera 526/2021/R/tlr ha aggiornato per il periodo 1° gennaio 2022 - 31 dicembre 2025 le disposizioni in materia di qualità commerciale dei servizi di teleriscaldamento e teleraffrescamento (RQCT). Al fine di razionalizzare la disciplina è stato disposto il trasferimento nella RQCT delle disposizioni in materia di preventivo per l'allacciamento, di obblighi informativi all'utente in caso di richiesta di disattivazione o di scollegamento mentre sono state traslate le definizioni di pronto intervento nella RQTT e nel TITT. Sono stati integrati gli elementi minimi da registrare per le prestazioni di preventivazione dei lavori, includendo le date di inizio e fine delle eventuali sospensioni per attività (autorizzazioni o lavori) a cura del richiedente e le date di richiesta e di ottenimento degli atti autorizzativi, anche al fine di ridurre le possibili contestazioni sul rispetto dello standard di qualità. Infine, è stata prevista l'applicazione di uno standard specifico agli "scollegamenti" ed "esecuzione lavori complessi" con relativo indennizzo automatico e meccanismo di *escalation*.

MOBILITÀ ELETTRICA

È in fase di revisione da parte del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti il PNIRE (Piano Nazionale Infrastrutturale per la Ricarica dei veicoli alimentati ad energia Elettrica) che definisce le linee guida per lo sviluppo delle Infrastrutture di Ricarica (IdR) dei veicoli elettrici sul territorio nazionale.

Data la crescente diffusione dei veicoli elettrici (il PNIEC ne stima 6 milioni al 2030) e il conseguente incremento delle IdR, non solo aumenterà l'energia richiesta per la ricarica, ma tali veicoli, attraverso le IdR, potranno fornire preziosi servizi alla rete di trasmissione e, nel medio-lungo termine, anche alle reti di distribuzione: le batterie, infatti, hanno la capacità di erogare velocemente servizi in immissione/assorbimento.

Al fine di facilitare la diffusione dei veicoli elettrici nell'ottica della transizione energetica, con riferimento alle tematiche di propria competenza, l'Autorità ha attivato, nel corso del 2020, due focus group, con l'obiettivo di valutare e approfondire, insieme ai diversi *stakeholder*, le possibili modifiche alla regolazione per quanto riguarda la ricarica in ambito privato e in ambito pubblico.

Con riferimento alla ricarica in ambito privato, la Delibera 541/2020/R/eel prevede la possibilità per gli utenti domestici (o altri usi BT) con potenza contrattualmente impegnata tra i 2 kW e 4,5 kW, connessi ad un sistema di ricarica per veicoli elettrici, di prelevare fino a 6 kW nelle ore notturne, di domenica e in tutti i giorni festivi, senza corrispettivi aggiuntivi legati all'aumento di potenza. Tale sperimentazione è concessa per il periodo 1 luglio 2021 – 31 dicembre 2023.

Nel mese di aprile 2021 l'Autorità, tramite la pubblicazione di un chiarimento, ha ufficialmente previsto la possibilità che, in una stessa unità immobiliare, vengano installati POD destinati alla ricarica dei veicoli elettrici intestati a soggetti terzi – quali i CPO, *Charging Point Operators* – rispetto all'intestatario del POD principale. Viene, dunque, consentita agli operatori la possibilità di intercettare più clienti finali attraverso un singolo POD, sfruttando le sinergie e i risparmi da ciò derivanti (ripartizioni componenti fisse, sinergie sulla potenza massima e sui costi di connessione).

Con l'approvazione del D.Lgs. n. 199/2021 sono previste alcune novità per quanto concerne l'installazione di IdR accessibili al pubblico.

In particolare:

- sono stati introdotti alcuni interventi volti a semplificarne l'iter autorizzativo;
- è stata introdotta la possibilità per i Comuni di prevedere l'installazione di almeno un punto di ricarica ogni sei veicoli elettrici immatricolati;
- è stata modificata la previsione del DL 16 luglio 2020 (c.d. "DL Semplificazioni") relativa alla definizione di tariffe ad hoc per la ricarica elettrica da parte di ARERA la quale, entro sei mesi dall'entrata in vigore del suddetto D.Lgs, dovrà definire misure tariffarie applicabili alle IdR accessibili al pubblico al fine di favorire la diffusione di veicoli elettrici. Tali misure potranno prevedere anche uno sconto sulle componenti a copertura degli oneri generali di sistema, a condizione che risultino compatibili con la disciplina comunitaria sugli aiuti di stato, siano di carattere transitorio e che l'intero beneficio tariffario venga trasferito al cliente finale.

Il DM MiTE 25 agosto 2021 recante Erogazione di contributi per l'installazione di infrastrutture per la ricarica di veicoli elettrici effettuata da persone fisiche nell'esercizio di attività di impresa, arti e professioni, nonché da soggetti passivi dell'imposta sul reddito delle società (IRES)" disciplina la concessione e l'erogazione di contributi in conto capitale finalizzati a sostenere l'acquisto e l'installazione di IdR effettuati da imprese e professionisti (i.e. importo pari a 90 milioni di euro).

Si segnala, infine, che il PNRR ha stanziato risorse per l'installazione di IdR accessibili al pubblico per circa 750 milioni di euro, che verranno destinate alla realizzazione di circa 20.000 punti di ricarica ultra veloce su tutto il territorio nazionale: l'allocazione di questi finanziamenti è prevista a partire dal 2023.

CONCESSIONI IDROELETTRICHE DI GRANDE DERIVAZIONE

La Legge n. 12/2019, di conversione del DL 14 dicembre 2018, n. 135 (c.d. DL Semplificazioni), ha modificato con l'art. 11-quater la disciplina delle concessioni idroelettriche di grande derivazione (impianti aventi una potenza nominale maggiore di 3 MW).

In precedenza tali concessioni, qualora scadute, erano esercite dai concessionari in regime di prosecuzione temporanea, a condizioni immutate ai sensi dell'art. 12, comma 8 bis, del D.Lgs. 79/1999 in attesa dell'avvio delle gare per la riassegnazione, le quali si sarebbero basate su criteri definiti da un DM concertato tra MiSE e MATTM, e adottato d'intesa con la Conferenza Unificata Stato-Regioni, che non è mai stato emanato.

Le nuove norme prevedono che le Regioni disciplinino con proprie leggi entro il 31 marzo 2020 (termine prorogato al 31 ottobre 2020 dal c.d. DL Cura Italia, e ad oggi non rispettato dalla maggior parte delle Regioni) modalità, procedure e criteri di assegnazione delle concessioni, le quali potranno essere affidate ad operatori economici individuati tramite gara, ovvero a società miste pubblico/private con selezione del socio privato mediante gara, oppure tramite forme di partenariato ai sensi del D.Lgs. 50/2016.

L'iter per l'aggiudicazione dovrà essere avviato entro 2 anni dall'entrata in vigore delle Leggi Regionali e, comunque, non oltre il 31 ottobre 2022.

Le Regioni possono anche imporre ai concessionari di fornire gratuitamente 220 kWh annui per ogni kW di potenza nominale media di concessione.

Per le concessioni scadute esercite in regime di prosecuzione temporanea è, inoltre, imposto un canone aggiuntivo.

L'art. 11 quater l. 12/2019 ha abrogato il citato comma 8 bis dell'art. 12 del D.Lgs. 79/1999.

In tema di indennizzo ai gestori uscenti, la nuova norma prescrive:

- per le opere c.d. "bagnate": il passaggio senza compenso in proprietà delle Regioni, salvo l'indennizzo dei soli investimenti non ancora ammortizzati;
- per le opere c.d. "asciutte": il riconoscimento di un valore residuo desunto da atti contabili o perizia asseverata. In caso di mancato inserimento nel progetto del concessionario entrante, per i beni mobili è prevista la rimozione e lo smaltimento a carico del proponente, mentre quelli immobili restano di proprietà degli aventi diritto

In data 8 aprile 2020 la Lombardia ha emanato la Legge Regionale n. 5/2020 (modificata con Legge Regionale n. 19/2021) che disciplina le modalità e le procedure di assegnazione delle concessioni di grandi derivazioni idroelettriche e ne determina il relativo canone demaniale.

Il nuovo canone demaniale ha una parte fissa correlata alla potenza di concessione ed una parte variabile come percentuale dei ricavi di vendita dell'energia immessa in rete dall'impianto, al netto dell'energia fornita gratuitamente alla Regione.

La Legge di Regione Lombardia n. 23/2019 ha, altresì, imposto ai concessionari, a partire dal 2020, l'obbligo di fornire gratuitamente alla Regione energia elettrica (220 kWh per ogni kW di potenza di concessione), prevedendo la possibilità di monetizzare l'adempimento.

Per le concessioni in regime di cd. prosecuzione temporanea è previsto un canone aggiuntivo annuo determinato in via ricognitoria in 20 euro/kW.

La concessione di Gravedona, unica centrale con concessione di grande derivazione del Gruppo Acsm Agam, ha scadenza al 2029.

BUSINESS UNIT VENDITA

LEGGE CONCORRENZA 2017 E CESSAZIONE DELLE TUTELE DI PREZZO PER ENERGIA ELETTRICA E GAS

La Legge 4 agosto 2017, n. 124 e s.m.i. (Legge Concorrenza 2017) reca disposizioni finalizzate a rimuovere ostacoli di natura regolatoria all'apertura dei mercati, a promuovere lo sviluppo della concorrenza e a garantire la tutela dei consumatori. L'articolo 1, dai commi 59 a 85, introduce rilevanti disposizioni inerenti il mercato energetico, prevedendo, tra le altre cose, la fine dei regimi di tutela di prezzo dal 1° gennaio 2021 per le piccole imprese elettriche, e dal 1° gennaio 2022 per i clienti domestici elettrici e gas e le microimprese elettriche secondo modalità e criteri definiti dal MiTE volti a garantire un loro passaggio consapevole nel mercato libero.

Il DL 6 novembre 2021, n.152 (c.d. DL Recovery), ha stabilito che per i clienti domestici elettrici il passaggio avverrà in modo graduale attraverso l'introduzione di un regime transitorio fino al 1° gennaio 2024. In tale periodo dovranno svolgersi le aste volte ad assegnare i suddetti clienti ancora forniti nel servizio di maggior tutela. Il DL Recovery ha, inoltre, previsto che per i clienti cosiddetti vulnerabili e in povertà energetica continuerà ad applicarsi il servizio di tutela fintanto che non siano state adottate le misure previste dall'art. 11.2 del D.Lgs. n. 210/2021 secondo cui tutti i venditori sono tenuti ad offrire a tali clienti un prezzo che rifletta il costo dell'energia sui mercati all'ingrosso.

La Delibera 491/2020/R/eel ha definito il Servizio a Tutele Graduali (STG) da attivare con decorrenza 1° gennaio 2021 nei confronti delle piccole imprese, diverse dalle microimprese, prive di un fornitore sul mercato libero.

Per il periodo 1° gennaio-30 giugno 2021 (regime provvisorio) il STG è stato erogato dagli attuali esercenti la maggior tutela a condizioni economiche e contrattuali pressoché invariate mentre, a partire dal 1° luglio 2021 (regime definitivo), per un periodo di 3 anni, il STG sarà erogato da operatori selezionati tramite asta organizzata da Acquirente Unico S.p.A.

L'asta, svoltasi il 26 aprile 2021, ha aggiudicato 9 lotti di clienti, con un tetto massimo per singolo operatore pari al 35% dei volumi totali. I lotti sono stati assegnati in base al minor valore offerto del parametro β, espresso in €/MWh, a copertura dei costi di commercializzazione e sbilanciamento non già riconosciuti da ARERA, per il quale era fissato un *floor* pari a zero. Le condizioni contrattuali applicate sono quelle previste per le Offerte PLACET mentre le condizioni economiche, definite da ARERA, prevedono l'introduzione di un "corrispettivo unico nazionale" (determinato dalla ponderazione dei parametri β offerti in asta nelle diverse aree).

Si è ancora in attesa del DM MiTE relativo all'Elenco Venditori Elettricità.

COMPONENTI A COPERTURA DEI COSTI DI COMMERCIALIZZAZIONE SULLA MAGGIOR TUTELA ELETTRICA, SUL MERCATO LIBERO ELETTRICO E SULLA TUTELA GAS

Le Delibere 604/2020/R/eel e 603/2020/R/gas hanno aggiornato per il 2021 le componenti RCV e PCV (a copertura dei costi di commercializzazione dell'energia elettrica, rispettivamente, sulla maggior tutela e sul mercato libero) e QVD (a copertura dei costi di commercializzazione del gas al dettaglio).

Rispetto ai valori 2020 l'intervento ha visto una riduzione dei costi riconosciuti (in particolare, in entrambe le Delibere, ARERA ha dichiarato che "*non si riscontrano al momento i presupposti per interventi di riconoscimento diversi o ulteriori rispetto a quelli ordinari previsti dalla regolazione vigente*" con riferimento ai tassi di morosità che restano allineati a quelli degli anni precedenti nonostante il 2020 sia stato interessato dalla pandemia da COVID-19).

Le Delibere 401/2021/R/gas e 402/2021/R/eel hanno posticipato l'aggiornamento 2022 delle componenti RCV, PCV e QVD al II° trimestre 2022, alla luce della necessità di effettuare approfondimenti legati all'evoluzione dell'assetto dei mercati retail nonché di allineare le modalità di remunerazione dei diversi soggetti regolati.

[15] In accordo alla definizione comunitaria le microimprese elettriche hanno meno di 10 dipendenti ed un fatturato annuo non superiore a 2 milioni di euro.

[16] Il perimetro di questo primo lotto ha riguardato circa 230.000 soggetti tra piccole imprese (numero dipendenti tra 10 e 50 e/o fatturato annuo tra 2 e 10 milioni di euro) titolari di punti di prelievo in BT e microimprese titolari di almeno un punto di prelievo con potenza contrattualmente impegnata superiore a 15 kW che al 31 dicembre 2020 non avevano ancora scelto una fornitura nel mercato libero.

PRESCRIZIONE BIENNALE DEI CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA E GAS NATURALE

La Legge di Bilancio 2018, all'articolo 1, commi 4-10, ha introdotto la prescrizione nei contratti di fornitura di energia elettrica e gas con riferimento ai consumi risalenti a più di due anni, con impatti rilevanti nei rapporti tra clienti e venditori, tra distributori e venditori e in quelli con l'operatore del trasporto e con gli altri soggetti della filiera. L'entrata in vigore di tale previsione è stata differenziata: dal 1° marzo 2018 per il settore elettrico e dal 1° gennaio 2019 per il settore gas.

La Legge prevedeva inizialmente che la prescrizione biennale non fosse riconosciuta al cliente nel caso in cui la mancata o erronea rilevazione dei dati di consumo fosse a questi imputabile, tuttavia il comma 295 dell'articolo 1 della Legge di Bilancio 2020 ha rimosso tale fattispecie, prevedendo il riconoscimento della prescrizione anche nei casi di accertata responsabilità del cliente, e introducendo di fatto una responsabilità oggettiva in capo agli operatori della filiera, in particolar modo a quelli preposti all'attività di misura, pur in assenza di un accertamento specifico di colpe o inefficienze del loro operato[17].

A partire dal 2018 ARERA è intervenuta con numerosi provvedimenti al fine di dare attuazione al disposto legislativo e più recentemente con le Delibere 603/2021/R/com e 604/2021/R/com, la cui entrata in vigore decorre dal 2022. Da un lato, in ottemperanza alle sentenze 14 giugno 2021, n. 1441, 1444 e 1449 del TAR Lombardia, ha modificato la Delibera 569/2018/R/com, e, dall'altro lato, ha definito le modalità di compensazione delle partite di *settlement* derivanti dalle eccezioni di prescrizione biennale sollevate dal cliente finale e dal venditore, dando alla CSEA il ruolo di soggetto compensatore nei confronti del venditore e, con specifico riferimento al settore elettrico, promuovendo la qualità del servizio di misura delle imprese distributrici, attraverso una loro maggiore responsabilizzazione, al fine di ridurre le rettifiche messe a disposizione con ritardi maggiori di due anni.

MECCANISMO DI COMPENSAZIONE DEGLI ONERI GENERALI DI SISTEMA NON RISCOSSI DAI CLIENTI FINALI

La Delibera 32/2021/R/eel ha introdotto un meccanismo di riconoscimento degli Oneri Generali di Sistema (OGS) non riscossi dai clienti finali inadempienti ma comunque già versati ai distributori da parte delle imprese di vendita. Il meccanismo parte dal 2016 (entrata in vigore del Codice di rete tipo) e si applicherà fino all'adozione di specifici interventi, anche di carattere legislativo, finalizzati ad una diversa gestione della catena di riscossione degli OGS e del sistema di garanzie ivi correlato. Vi possono partecipare gli utenti del trasporto, anche per conto delle proprie controparti commerciali, scegliendo annualmente tra:

- *un regime ordinario*: nel quale sono riconosciuti gli *OGS Non Riscossi* per i quali le fatture siano scadute da più di 12 mesi e si siano attivate le opportune procedure di tutela del credito e gli *OGS rinunciati* a seguito di accordi transativi, di cessione o di ristrutturazione del credito;
- *un regime semplificato:* nel quale è riconosciuto il 75% della stima degli *OGS Non Riscossi Dichiarati* effettuata rispetto ai valori riscontrabili nella situazione contabile della società indicata nelle comunicazioni obbligatorie previste dall'*unbundling* (TIUC) e nei bilanci di esercizio approvati.

In questa prima sessione (c.d. pregresso) l'ammontare riconosciuto ha scontato una decurtazione del "Fattore recupero della morosità" (c.d.: "*rec.Pricing*") in quanto è stato assunto che un venditore che opera nel mercato elettrico abbia recuperato, nella sua attività di *pricing*, anche i costi della morosità attesa relativa agli OGS fino al 24 maggio 2016, data di pubblicazione della sentenza del CdS 2182/2016 dove è sancito il principio che i soggetti obbligati alla corresponsione degli OGS sono i clienti finali.

In questa prima sessione del meccanismo è stato riconosciuto dalla CSEA alle società di vendita del Gruppo A2A un importo pari a circa 4 milioni di euro.

INTRODUZIONE DI UN NUOVO CORRISPETTIVO A COPERTURA DEGLI ONERI NETTI DI APPROVVIGIONAMENTO DELLA CAPACITÀ

La Delibera 365/2019/R/eel ha introdotto un nuovo corrispettivo da riscuotere tramite la bolletta elettrica volto a coprire i costi legati al funzionamento del *capacity market*. A partire dal 1° gennaio 2022 il nuovo corrispettivo sarà applicato agli utenti del dispacciamento in prelievo e sarà suddiviso in due

[17] Al riguardo vale la pena citare la chiusura a gennaio 2021 dei procedimenti istruttori avviati da AGCM nei confronti di alcune società di vendita con l'irrogazione di una sanzione complessiva di 12,5 milioni di euro. L'Antitrust ha, infatti, accertato l'ingiustificato rigetto delle istanze di prescrizione biennale presentate dagli utenti, a causa della tardiva fatturazione dei consumi di luce e gas, in assenza di elementi idonei a dimostrare che il ritardo fosse dovuto alla responsabilità dei consumatori.

corrispettivi unitari: il primo da applicarsi nelle ore di picco del sistema elettrico e il secondo da applicarsi nelle restanti ore diverse da quelle di picco. I corrispettivi sono dimensionati, rispettivamente, per coprire il 70% e il 30% degli oneri netti derivanti dal *capacity market*.

Tali valori sono stabiliti, insieme all'indicazione delle ore di picco e fuori picco, da Terna S.p.A. e in sede di prima definizione sono stati fissati pari a 39,799 €/MWh per le ore di picco (aggiornamento annuale) e a 1,296 €/MWh per le ore di fuori picco (aggiornamento trimestrale).

La Delibera 566/2021/R/eel ha, inoltre, definito le modalità di trasferimento del corrispettivo ai clienti finali, stabilendo che per i clienti del mercato libero, nel rispetto del principio di contrattazione tra le parti del prezzo, i venditori possano definire autonomamente le modalità di applicazione. Per quanto concerne, invece, i servizi di ultima istanza e le offerte PLACET, ARERA ha stabilito che per i clienti:

- **nel servizio di maggior tutela**: il corrispettivo sia incluso nell'elemento PD (prezzo di dispacciamento) che compone la tariffa;
- **nel STG**: sia applicato un corrispettivo monorario pubblicato da ARERA prima dell'inizio di ogni trimestre e per ciascun mese del trimestre. Tale corrispettivo sarà incluso nel corrispettivo Cdisp (corrispettivo di dispacciamento) che forma il prezzo applicato ai clienti;
- **nel servizio di salvaguardia**: sia applicato un corrispettivo monorario, differenziato per ciascun mese di applicazione, definito da Terna S.p.A. con cadenza trimestrale;
- **con offerte PLACET**: sia applicato il corrispettivo monorario definito per i clienti serviti nel STG.

AGGIORNAMENTO DELLE PREVISIONI DEL TESTO INTEGRATO SETTLEMENT (TIS) IN MATERIA DI PROFILAZIONE CONVENZIONALE DEI PRELIEVI (LOAD PROFILING)

A seguito delle segnalazioni effettuate da alcuni operatori e della pubblicazione del DCO 435/2021/R/eel, la Delibera 570/2021/R/eel ha aggiornato le previsioni contenute nel Testo Integrato Settlement (TIS) in materia di profilazione convenzionale dei prelievi per tener conto degli impatti sul processo di settlement causati dalle rilevanti discontinuità che stanno interessando il sistema elettrico costituite, *in primis*, dall'installazione e successiva messa a regime degli Smart Meter 2G che permettono – tra le altre cose - la misurazione oraria dell'energia prelevata, nonché dal progressivo efficientamento degli impianti di illuminazione pubblica che prelevano meno energia rispetto al passato.

In particolare tali fenomeni fanno sì che l'attuale meccanismo di *settlement*, che utilizza stime basate su dati di prelievo annuali e disegnato su un sistema in fase "statica" e non soggetto a repentine modifiche come quelle descritte, non sia più in grado di attribuire mensilmente ai singoli utenti del dispacciamento una quota di Prelievo Residuo d'Area (c.d. PRA, i.e. l'energia non misurata su base oraria prelevata in una determinata area di riferimento ed allocata parametricamente a tutti gli utenti del dispacciamento attivi in tale area) coerente con i prelievi successivamente determinati sulla base dei dati di misura effettivi, con conseguenze potenzialmente negative.

Al fine di minimizzare tali impatti, l'Autorità ha modificato il meccanismo di allocazione del PRA prevedendo, a partire dal I° quadrimestre 2022 in via semplificata e dal II° in via definitiva, l'utilizzo di dati e parametri aggiornati su base quadrimestrale, considerando a tal fine:

- i soli POD che in tale quadrimestre non saranno trattati su base oraria ai sensi del TIS;
- i dati di misura più recenti.

D'ora in poi il meccanismo di *settlement*, utilizzando dati di stima più granulari, sarà in grado di fornire una stima più coerente della quota di PRA attribuita al singolo utente del dispacciamento.

D.LGS. N. 210/2021: RECEPIMENTO DELLA DIRETTIVA UE 2019/944 SUL MERCATO INTERNO DELL'ENERGIA ELETTRICA

Il 26 dicembre 2021 è entrato in vigore il D.Lgs. 8 novembre 2021, n. 210, che recepisce la Direttiva UE 2019/944 sul mercato interno dell'energia elettrica.

A tale decreto, che prevede alcune integrazioni di rilievo nel quadro normativo e regolatorio della filiera elettrica (mercato all'ingrosso, distribuzione e mercato *retail*), faranno seguito nei prossimi mesi atti puntuali da parte di MiTE, ARERA e Terna S.p.A., tra cui si segnalano:

- introduzione di un meccanismo di approvvigionamento a lungo termine di capacità di stoccaggio di nuova realizzazione tramite aste organizzate da Terna S.p.A.;
- con riferimento agli obblighi di servizio pubblico delle imprese di generazione, la previsione di criteri

per la compensazione dei costi fissi in caso di diniego, per motivi legati alla sicurezza del sistema elettrico, della richiesta di messa fuori servizio delle unità di produzione;

- razionalizzazione della disciplina dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC), prevedendo la semplificazione dei requisiti necessari per la loro realizzazione;
- definizione di criteri per la rimozione del Prezzo Unico Nazionale (PUN) lato domanda;
- possibilità, da parte delle imprese di distribuzione, di approvvigionare servizi locali per la gestione delle loro reti in misura affidabile e sicura;
- introduzione di sub-concessioni elettriche, previa autorizzazione del MiTE e per ragioni di carattere tecnico;
- specifici interventi (per lo più contrattuali e di maggiore trasparenza delle comunicazioni) volti a tutelare i i clienti finali e permettere la confrontabilità delle offerte sul mercato;
- definizione delle regole per l'introduzione al 2026 dello *switching* in 24 ore;
- definizione del regime di tutela di prezzo per i cosiddetti "clienti vulnerabili" a valle del termine del regime di tutela;
- introduzione di disposizioni sull'installazione e messa in servizio di misuratori evoluti (2G);
- introduzione di disposizioni in materia di consultazione pubblica dei piani di sviluppo della rete elettrica predisposti dai distributori;
- disposizioni in materia di accumuli e mobilità elettrica.

BUSINESS UNIT AMBIENTE

METODO TARIFFARIO RIFIUTI PER IL PRIMO PERIODO REGOLATORIO 2018-2021 (MTR)

La Delibera ARERA 443/2019/R/rif ha approvato il Metodo Tariffario per il servizio integrato di gestione dei Rifiuti (MTR), definendo *"i criteri di riconoscimento dei costi efficienti di esercizio e di investimento per il periodo 2018-2021"*. Il provvedimento si applica alle entrate tariffarie 2020/2021, compatibilmente con le tempistiche previste per l'approvazione della TARI da parte dei Consigli Comunali la cui scadenza, con riferimento alla TARI 2021, è stata prorogata al 31 luglio 2021 per effetto del DL n. 99/2021 (c.d. Decreto Impresa e Lavori).

MTR prevede che i costi riconosciuti ai Gestori del servizio di igiene urbana siano determinati a partire da quelli effettivi rilevati nell'anno di riferimento (a-2) risultanti da fonti contabili obbligatorie[18] e siano quelli afferenti alla gestione integrata dei rifiuti, che comprende le attività di:

- spazzamento e lavaggio strade,
- raccolta e trasporto,
- trattamento e recupero dei rifiuti urbani,
- trattamento e smaltimento dei rifiuti urbani,
- gestione tariffe e dei rapporti con gli utenti.

Altre attività come la derattizzazione, lo sgombero neve, la disinfestazione zanzare, la pulizia giardini o delle scritte vandaliche, ecc. sono considerate esterne al ciclo integrato dei rifiuti urbani e non sottoposte al perimetro di regolazione.

I costi di trattamento e smaltimento sono stati definiti in via transitoria *as is* nelle more della fissazione dei criteri per la determinazione delle tariffe di accesso agli impianti con decorrenza 1° gennaio 2022 (cfr. MTR-2 per il periodo 2022-2025).

MTR si basa sul principio del *full cost recovery* e stabilisce che le entrate tariffarie possono crescere di anno in anno tramite l'applicazione del *price cap* entro un certo limite massimo di incremento.

Gli Enti Territorialmente Competenti (ETC - in Lombardia i Comuni) possono presentare ad ARERA istanza per il superamento di detto limite, qualora lo ritengano necessario per assicurare il raggiungimento di previsti miglioramenti di qualità ovvero per sostenere il processo di integrazione delle attività gestite. Nel seguito le principali caratteristiche del nuovo metodo:

- è del tipo RAB-based con riconoscimento di costi operativi, quota ammortamenti e remunerazione del capitale investito (WACC al 6,3%, cui va sommato un 1% per investimenti successivi al 31 dicembre 2017 legato al lag regolatorio);
- è consentito inserire nella tariffa costi previsionali non ancora consuntivati, fermi restando meccanismi di successive verifiche (componente COI);

[18] Il metodo è in continuità con il DPR 27 aprile n. 158/99 ma prevede per la predisposizione dei PEF l'utilizzo delle fonti contabili obbligatorie e non i costi previsionali.

- *sharing* dei ricavi da vendita di materiale ed energia in un *range* tra 40%-70% che consente ai Gestori di trattenere una parte dei proventi, anche in funzione della qualità di differenziata conferita. La percentuale di *sharing* deve essere stabilita dall'ETC;
- conguagli sugli anni 2018 e 2019, calcolati sulla base della differenza tra i costi previsti dai PEF 2018 e 2019 e i costi consuntivati nel 2017 inflazionati, da applicare secondo meccanismi di gradualità sulla base di indicatori di efficienza della gestione tenuto conto delle valutazioni dell'ETC.

La procedura di approvazione prevede la trasmissione del PEF (cd. PEF grezzo) da parte del Gestore all'ETC il quale, dopo le verifiche di correttezza, completezza e congruità dei dati, lo invia, unitamente ai corrispettivi tariffari, ad ARERA per l'approvazione.

Con riferimento al Comune di Varese, l'ETC ha approvato i PEF 2020 e 2021 a valori inferiori rispetto ai PEF grezzi presentati da Acsm-Agam Ambiente S.r.l.. Entrambe le delibere consiliari sono state impugnate dalla Società presso il TAR Lombardia, chiedendo l'integrazione delle maggiori somme dovute a titolo di corrispettivo per il servizio di igiene urbana reso nei due anni di riferimento al Comune di Varese (rispettivamente circa 541.000 euro e circa 355.000 euro). Entrambi i PEF così come rimodulati dall'ETC non garantirebbero l'equilibrio economico finanziario per il Gestore. Il TAR, nella seduta cautelare del 13 gennaio 2021, ha ritenuto la potenziale sussistenza di un danno patrimoniale, il cui ammontare verrà definito durante il merito del giudizio. La fissazione dell'udienza di merito dei due procedimenti riuniti alla data odierna non è stata ancora fissata.

METODO TARIFFARIO RIFIUTI PER IL SECONDO PERIODO REGOLATORIO 2022-2025 (MTR-2)

La Delibera 363/2021/R/rif ha definito i criteri di riconoscimento dei costi efficienti di esercizio per il periodo regolatorio 2022-2025 (MTR-2), confermando l'impostazione generale che ha contraddistinto il primo metodo e fissando i criteri per la definizione delle tariffe di accesso agli impianti di trattamento degli indifferenziati e della FORSU.

Con riferimento all'igiene urbana, ARERA introduce alcuni elementi di novità principalmente riconducibili alla necessità di:

- prevedere un piano economico finanziario pluriennale con possibilità di spalmare i costi extra *cap* nell'arco del periodo regolatorio e, per i conguagli, anche oltre il 2025;
- rafforzare gli incentivi allo sviluppo di attività di valorizzazione dei materiali recuperati e/o di energia;
- configurare opportuni meccanismi correttivi alla luce delle novità normative introdotte dal D.Lgs. n. 116/2020;
- tener conto degli obiettivi di adeguamento agli obblighi e agli standard di qualità che verranno introdotti dall'Autorità a partire dal 2023 e alla contestuale necessità di garantire la copertura dei costi aggiuntivi ai medesimi riconducibili.

In merito al trattamento, ARERA introduce una regolazione tariffaria asimmetrica, da declinare tenuto conto della *governance* regionale, del grado di integrazione del Gestore e della collocazione dell'impianto rispetto alla gerarchia dei rifiuti. In particolare, l'Autorità ha previsto, quale presupposto per l'identificazione degli impianti a tariffa regolata – cosiddetti impianti "minimi" – la presenza di un mercato rigido con forte e stabile eccesso di domanda, oltre alle seguenti condizioni alternative; i) avere capacità impegnata per flussi garantiti dalla programmazione di settore; ii) esser stati individuati come "minimi" in sede di programmazione da parte dei soggetti competenti.

L'identificazione degli impianti regolati dovrà essere effettuata nell'ambito delle attività di programmazione dell'ETC (in Lombardia a cura della Regione) "*in tempo utile per la determinazione delle entrate tariffarie*", la cui trasmissione ad ARERA è prevista entro il 30 aprile 2022. Per gli impianti non soggetti a regolazione tariffaria, cosiddetti "aggiuntivi", è invece prevista la pubblicazione dei "*criteri principali alla base dell'individuazione dei corrispettivi*" sul sito internet del Gestore.

REGOLAZIONE DELLA QUALITÀ DEL SERVIZIO DI GESTIONE DEI RIFIUTI URBANI (2023-2025)

La Delibera 15/2022/R/rif ha approvato il *Testo unico per la regolazione della qualità del servizio di gestione dei rifiuti urbani* (TQRIF), con l'introduzione dal 1° gennaio 2023 di un set di obblighi di qualità contrattuale e tecnica minimi ed omogenei per tutte le gestioni (a prescindere dalle modalità di affidamento del servizio), affiancati da indicatori di qualità e relativi standard generali differenziati per schemi regolatori, individuati in relazione al livello qualitativo effettivo di partenza garantito agli utenti, determinato dall'ETC in ragione delle prestazioni previste nel/i Contratto/i di servizio e/o nella/e Carta/e della Qualità vigenti.

Il set di obblighi e standard di qualità introdotto dalla Delibera 15/2022/R/rif è articolato come segue:

- **qualità contrattuale**: a) Gestione delle richieste di attivazione, variazione e cessazione del servizio; b) Gestione dei reclami, delle richieste di informazioni e di rettifica degli importi addebitati; c) Punti di contatto con l'utente; d) Modalità e periodicità di pagamento, rateizzazione e rimborso degli importi non dovuti; e) Ritiro dei rifiuti su chiamata; f) Disservizi e riparazione delle attrezzature per la raccolta domiciliare;
- **qualità tecnica**: a) Continuità e regolarità del servizio; b) Sicurezza del servizio.

Entro il 31 marzo 2022, gli ETC sono tenuti a individuare il posizionamento della singola gestione nella *Matrice degli schemi di riferimento*, determinando lo schema regolatorio e i relativi obblighi applicabili alla gestione, da valorizzare nella definizione dei costi previsionali connessi all'adeguamento agli obblighi di qualità previsti dal TQRIF nel PEF 2022-2025. È, inoltre, prevista la possibilità per gli ETC, su proposta motivata dei Gestori, di definire eventuali standard qualitativi migliorativi o ulteriori rispetto a quanto previsto dal TQRIF.

La Delibera introduce anche l'obbligo di adozione di un'unica *Carta della qualità del servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani* conforme alle disposizioni del TQRIF per ogni affidamento, recante l'indicazione dello schema regolatorio di riferimento, degli obblighi di servizio, degli indicatori e relativi standard di qualità contrattuale e tecnica previsti dall'Autorità, nonché degli standard ulteriori o migliorativi previsti dall'ETC.

Infine, i Gestori sono tenuti a rendicontare – tramite la predisposizione di un registro elettronico delle *performance* – e comunicare i dati inerenti agli indicatori di qualità all'Autorità e all'ETC, oltre a pubblicare sul proprio sito internet le seguenti informazioni: il posizionamento della gestione nell'ambito della matrice degli schemi regolatori, gli standard di qualità di propria competenza e i risultati raggiunti in termini di rispetto di tali standard (a partire dal 2024), la tariffa media applicata alle utenze domestiche del servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani, l'articolazione dei corrispettivi applicati alle utenze domestiche e non domestiche.

L'Autorità potrà, inoltre, procedere alla pubblicazione, in ottica di *sunshine regulation*, delle suddette informazioni.

PACCHETTO UE SULL'ECONOMIA CIRCOLARE

Il 14 giugno 2018 è stato pubblicato il Pacchetto UE sull'Economia Circolare composto da:

- 4 Direttive in materia di rifiuti (Direttiva 2018/849 su veicoli fuori uso/pile/RAEE, Direttiva 2018/850 sulle discariche, Direttiva 2018/851 sui rifiuti, Direttiva 2018/852 sugli imballaggi);
- 1 Regolamento relativo all'omologazione e alla vigilanza del mercato dei veicoli.

Le misure sono mirate a favorire l'applicazione della gerarchia dei rifiuti (prevenzione, riuso, riciclo, recupero energetico, discarica) anche attraverso appositi strumenti legislativi e finanziari, ed in quest'ottica sono fissati alcuni obiettivi comuni per l'Unione Europea:

- riciclo di almeno il 55% dei rifiuti urbani entro il 2025. Questa quota è destinata a salire al 60% entro il 2030 e al 65% entro il 2035;
- riciclo del 65% dei rifiuti di imballaggi entro il 2025 (70% entro il 2030) con obiettivi diversificati per materiale.

Le Direttive hanno, inoltre, introdotto l'obbligo di raccogliere separatamente i rifiuti organici o assicurare il riciclo a partire dalla fine del 2023 ed hanno fissato un obiettivo vincolante di riduzione dello smaltimento in discarica: gli Stati Membri dovranno assicurare che dal 2030 non vengano più conferiti in discarica i rifiuti riciclabili e che dal 2035 la quota complessiva di rifiuti urbani destinati alle discariche non ecceda il 10%.

Centrale nell'applicazione della gerarchia dei rifiuti è il rafforzamento della *Responsabilità Estesa del Produttore* (EPR) con la quale i produttori sono chiamati a partecipare alla gestione organizzativa e finanziaria della fase del ciclo di vita in cui il prodotto diventa un rifiuto, contribuendo almeno all'80% dei costi di raccolta, recupero e smaltimento degli imballaggi immessi sul mercato.

Tra i principali atti di recepimento delle Direttive, si segnalano in particolare:

- D.lgs. 3 settembre 2020, n. 116, recante "Attuazione della direttiva (UE) 2018/851 che modifica la direttiva 2008/98/CE relativa ai rifiuti e attuazione della direttiva (UE) 2018/852 che modifica la direttiva 1994/62/CE sugli imballaggi e i rifiuti di imballaggio";
- D.lgs. 3 settembre 2020, n. 121, recante "Attuazione della direttiva (UE) 2018/850, che modifica la direttiva 1999/31/CE relativa alle discariche di rifiuti".

D.LGS. 3 SETTEMBRE 2020, N. 116, IN ATTUAZIONE DELLA DIRETTIVA (UE) 2018/851 CHE MODIFICA LA DIRETTIVA 2008/98/CE RELATIVA AI RIFIUTI E IN ATTUAZIONE DELLA DIRETTIVA (UE) 2018/852 CHE MODIFICA LA DIRETTIVA 1994/62/CE SUGLI IMBALLAGGI E I RIFIUTI DI IMBALLAGGIO

Il D.Lgs. 116/2020 attua due Direttive del Pacchetto UE sull'Economia Circolare, modificando in maniera sostanziale la parte IV del D.Lgs. 152/2006 (TUA) in particolare:

- Titolo I Gestione dei rifiuti - Capo I Disposizioni generali
- Titolo I Gestione dei rifiuti - Capo III Servizio di gestione integrata dei rifiuti
- Titolo II - Gestione degli imballaggi
- Titolo VI Sistema sanzionatorio e disposizioni finali - Capo I Sanzioni

Il provvedimento ha anticipato al 31 dicembre 2021 l'obbligo di raccogliere separatamente i rifiuti organici o assicurarne il riciclo.

Le modifiche apportate eliminano di fatto la categoria di "rifiuti assimilati", riconducendo al perimetro domestico sia i flussi nelle categorie di rifiuti urbani (specificati all'art.183, comma 1, lett. b-ter del TUA) sia i "rifiuti simili per natura e composizione" in base alla tipologia (Allegato L-quater del TUA) e alle attività (Allegato L-quinquies del TUA) che li generano. Su tali flussi viene calcolato il raggiungimento degli obblighi di recupero introdotti dalla Direttiva.

Tale intervento, che potrebbe contribuire a superare la disomogeneità nella definizione dei flussi urbani tra i diversi ambiti territoriali, sembra tuttavia richiedere un ulteriore chiarimento operativo relativo a categorie non univocamente classificabili (ad es. rifiuti da costruzioni e demolizioni, da mense e uffici locate in plessi industriali) ed un eventuale integrazione dell'attuale perimetro delle privative comunali.

I rifiuti speciali sono, invece, elencati all'art. 184, comma 3, del TUA e, in continuità rispetto al passato, annoverano anche quelli derivanti dall'attività di recupero e smaltimento di rifiuti. Cambiano anche alcune definizioni rilevanti per le attività svolte dall'azienda, tra le quali "gestione rifiuti", "recupero di materia", "deposito temporaneo prima della raccolta", e sono state modificate le discipline di legge relative al deposito temporaneo, alla classificazione, ai criteri di ammissibilità in discarica dei rifiuti.

È, inoltre, prevista una revisione della disciplina sulla tracciabilità dei rifiuti, con l'avvento del RENTRI. Il nuovo sistema di tracciabilità sarà integrato nel Registro Elettronico Nazionale istituito a seguito della conversione del DL n. 135/2018 e sarà gestito dall'Albo Nazionale Gestori Ambientali.

Viene, inoltre, disciplinata in maniera accurata la responsabilità estesa del produttore (EPR) con un rafforzamento dell'istituto (tra i principi cardine della riforma) e nell'ottica di una progressiva apertura alla concorrenza dei sistemi consortili. In base alle nuove disposizioni, i sistemi EPR dovranno coprire almeno l'80% del costo complessivo di gestione dei rifiuti immessi in consumo, ferma restando la definizione, sentita anche ARERA e quindi in coerenza con il MTR, del livello di "costo efficiente" ammissibile.

Il D.Lgs. 116/2020 demanda, infine, al Ministero dell'Ambiente, con il supporto tecnico di ISPRA, la definizione di un "Programma nazionale di gestione dei rifiuti" che definisce i criteri e le linee strategiche cui le Regioni e Province autonome si attengono nell'elaborazione dei Piani regionali di gestione dei rifiuti.

Il programma dovrà indicare il fabbisogno di recupero e smaltimento da soddisfare. Una misura che ridimensionerà la potestà degli enti locali, con le Regioni che dal canto loro avranno la possibilità di definire accordi per "l'individuazione di macro aree" che consentano "la razionalizzazione degli impianti dal punto di vista localizzativo, ambientale ed economico, sulla base del principio di prossimità".

LEGGE 22 APRILE 2021, N. 53

Delega al Governo per il recepimento delle direttive europee e l'attuazione di altri atti dell'Unione europea - Legge di delegazione europea 2019-2020

La legge fornisce le deleghe al Governo al fine di recepire le direttive emanate dal Parlamento UE e dalla Commissione UE. Per quanto riguarda la filiera ambiente, si segnala di potenziale interesse la delega al Governo per l'attuazione della Direttiva UE 2018/2001, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili.

Nell'attuazione dovranno essere seguiti determinati indirizzi, tra i quali si può segnalare:

- aggiornare, potenziare e introdurre meccanismi di sostegno per la produzione di biometano, biocarburanti avanzati, carburanti derivanti dal

carbonio riciclato e idrogeno, per contribuire efficacemente alla decarbonizzazione di tutte le forme di trasporto, in funzione delle emissioni nell'intero ciclo di vita dei vettori energetici e dei veicoli che li utilizzano;

- prevedere misure per agevolare il massimo utilizzo dell'energia producibile da fonti rinnovabili, anche favorendo la diffusione e l'uso di sistemi di accumulo dell'energia, compresi i veicoli elettrici, anche attraverso un iter autorizzativo semplificato, e le connesse esigenze di ricerca e sviluppo, tenendo conto del principio di neutralità tecnologica.

DECRETO LEGGE 31 MAGGIO 2021, N. 77

Governance del Piano nazionale di rilancio e resilienza e prime misure di rafforzamento delle strutture amministrative e di accelerazione e snellimento delle procedure

Il Decreto Legge in oggetto è un atto che ha l'obiettivo di velocizzare l'attuazione delle opere previste dal Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) rafforzando le strutture amministrative e snellendo le procedure.

Tale atto normativo ha un effetto potenziale sulle attività di tutta la BU Ambiente, negli ambiti di valutazione di impatto ambientale (VIA) e autorizzazioni ambientali, impianti ad energie rinnovabili, gestione dei rifiuti e bonifiche di siti contaminati. Dato il suo carattere di Decreto Legge, necessita della conversione in legge entro il 31/7/2021.

LEGGE 29 LUGLIO 2021, N. 108

Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 31 maggio 2021, n. 77, recante governance del Piano nazionale di ripresa e resilienza e prime misure di rafforzamento delle strutture amministrative e di accelerazione e snellimento delle procedure.

L'atto converte in legge il Decreto Legge 31 maggio 2021, n. 77, introducendo definitivamente delle semplificazioni normative a favore della ripresa economica.

I principali argomenti di interesse per gli impianti della BU Ambiente riguardano:

- autorizzazioni di impianti a fonti rinnovabili, tra cui quelli per la produzione di biometano;
- semplificazione delle procedure in materia di impianti di smaltimento e recupero dei rifiuti e di *end-of-waste*;
- chiarimenti e semplificazioni relativamente alla responsabilità del produttore dei rifiuti, eliminando la necessità di attestazione di avvenuto smaltimento per i rifiuti inviati a operazioni intermedie.

D.LGS. GOVERNO 8 NOVEMBRE 2021, N. 199

Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili.

Il surriferito decreto ha l'obiettivo di accelerare il percorso di crescita sostenibile italiano, recando disposizioni in materia di energia da fonti rinnovabili, in coerenza con gli obiettivi europei di decarbonizzazione del sistema energico al 2030 e di completa decarbonizzazione al 2050. Inoltre, vengono introdotte norme rispetto all'efficientamento energetico.

TESTO INTEGRATO IN TEMA DI TRASPARENZA VERSO GLI UTENTI NEL SERVIZIO DI GESTIONE DEI RIFIUTI (TITR)

La Delibera 444/2019/R/rif disciplina gli obblighi di trasparenza verso gli utenti tramite l'istituzione del *Testo integrato in tema di trasparenza nel servizio di gestione dei rifiuti* (TITR) per il periodo di regolazione 1° aprile 2020-31 dicembre 2023 (a causa dell'emergenza COVID, la decorrenza è stata rinviata al 1° luglio 2020). Gli obblighi si applicano al gestore del servizio integrato dei rifiuti (inclusi i Comuni in economia) e al gestore che svolge la gestione delle tariffe e dei rapporti con gli utenti, qualora tali attività siano svolte da soggetti distinti (inclusi i Comuni spesso titolari di tale attività).

I gestori dovranno attivare tutti gli strumenti necessari per rendere accessibili e comprensibili i documenti e le informazioni agli utenti, tramite la pubblicazione di contenuti informativi minimi obbligatori da rendere disponibili (i.e. inerenti gli aspetti generali di gestione dei servizi operativi, la Carta della qualità del servizio, la modalità di calcolo della TARI, le *performance* ambientali della gestione ecc.) attraverso siti web, documenti di riscossione e comunicazioni agli utenti per variazioni di rilievo nello svolgimento delle attività, modulistica liberamente scaricabile per presentare un reclamo. Vengono, inoltre, regolate le tempistiche di scambio delle informazioni nel caso di operatori diversi per le singole attività del servizio di gestione rifiuti.

REGOLAZIONE DELLA QUALITÀ DEL SERVIZIO DI GESTIONE DEI RIFIUTI URBANI (2023-2025)

La Delibera 15/2022/R/rif ha approvato il *Testo unico per la regolazione della qualità del servizio di gestione dei rifiuti urbani* (TQRIF), con l'introduzione dal 1° gennaio 2023 di un set di obblighi di qualità contrattuale e tecnica minimi ed omogenei per tutte le gestioni (a prescindere dalle modalità di affidamento del servizio), affiancati da indicatori di qualità e relativi standard generali differenziati per schemi regolatori, individuati in relazione al livello qualitativo effettivo di partenza garantito agli utenti, determinato dall'ETC in ragione delle prestazioni previste nel/i Contratto/i di servizio e/o nella/e Carta/e della Qualità vigenti.

Il set di obblighi e standard di qualità introdotto dalla Delibera 15/2022/R/rif è articolato come segue:

- **qualità contrattuale**: a) Gestione delle richieste di attivazione, variazione e cessazione del servizio; b) Gestione dei reclami, delle richieste di informazioni e di rettifica degli importi addebitati; c) Punti di contatto con l'utente; d) Modalità e periodicità di pagamento, rateizzazione e rimborso degli importi non dovuti; e) Ritiro dei rifiuti su chiamata; f) Disservizi e riparazione delle attrezzature per la raccolta domiciliare;
- **qualità tecnica**: a) Continuità e regolarità del servizio; b) Sicurezza del servizio.

Entro il 31 marzo 2022, gli ETC sono tenuti a individuare il posizionamento della singola gestione nella *Matrice degli schemi di riferimento*, determinando lo schema regolatorio e i relativi obblighi applicabili alla gestione, da valorizzare nella definizione dei costi previsionali connessi all'adeguamento agli obblighi di qualità previsti dal TQRIF nel PEF 2022- 2025. È, inoltre, prevista la possibilità per gli ETC, su proposta motivata dei Gestori, di definire eventuali standard qualitativi migliorativi o ulteriori rispetto a quanto previsto dal TQRIF.

La Delibera introduce anche l'obbligo di adozione di un'unica *Carta della qualità del servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani* conforme alle disposizioni del TQRIF per ogni affidamento, recante l'indicazione dello schema regolatorio di riferimento, degli obblighi di servizio, degli indicatori e relativi standard di qualità contrattuale e tecnica previsti dall'Autorità, nonché degli standard ulteriori o migliorativi previsti dall'ETC.

Infine, i Gestori sono tenuti a rendicontare – tramite la predisposizione di un registro elettronico delle performance – e comunicare i dati inerenti agli indicatori di qualità all'Autorità e all'ETC, oltre a pubblicare sul proprio sito internet le seguenti informazioni: il posizionamento della gestione nell'ambito della matrice degli schemi regolatori, gli standard di qualità di propria competenza e i risultati raggiunti in termini di rispetto di tali standard (a partire dal 2024), la tariffa media applicata alle utenze domestiche del servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani, l'articolazione dei corrispettivi applicati alle utenze domestiche e non domestiche. L'Autorità potrà, inoltre, procedere alla pubblicazione, in ottica di *sunshine regulation*, delle suddette informazioni.

DECRETO LEGGE 31 MAGGIO 2021, N. 77

Governance del Piano nazionale di rilancio e resilienza e prime misure di rafforzamento delle strutture amministrative e di accelerazione e snellimento delle procedure

Il Decreto Legge in oggetto è un atto che ha l'obiettivo di velocizzare l'attuazione delle opere previste dal Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) rafforzando le strutture amministrative e snellendo le procedure.

Tale atto normativo ha un effetto potenziale sulle attività di tutta la BU Ambiente, negli ambiti di valutazione di impatto ambientale (VIA) e autorizzazioni ambientali, impianti ad energie rinnovabili, gestione dei rifiuti e bonifiche di siti contaminati. Dato il suo carattere di Decreto Legge, necessita della conversione in legge entro il 31/7/2021.

LEGGE 29 LUGLIO 2021, N. 108

Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 31 maggio 2021, n. 77, recante governance del Piano nazionale di ripresa e resilienza e prime misure di rafforzamento delle strutture amministrative e di accelerazione e snellimento delle procedure.

L'atto converte in legge il Decreto Legge 31 maggio 2021, n. 77, introducendo definitivamente delle semplificazioni normative a favore della ripresa economica. I principali argomenti di interesse per gli impianti della BU Ambiente riguardano:

- autorizzazioni di impianti a fonti rinnovabili, tra cui quelli per la produzione di biometano;
- semplificazione delle procedure in materia di impianti di smaltimento e recupero dei rifiuti e di end-of-waste;
- chiarimenti e semplificazioni relativamente alla responsabilità del produttore dei rifiuti, eliminando la necessità di attestazione di avvenuto smaltimento per i rifiuti inviati a operazioni intermedie.

BUSINESS UNIT RETI

AGGIORNAMENTO DEL WACC PER I SERVIZI INFRASTRUTTURALI DEI SETTORI ELETTRICO E DEL GAS

La Delibera 614/2021/R/com ha definito i criteri per l'aggiornamento del WACC per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas nel periodo 2022-2027 (TIWACC 2022-2027). Il provvedimento fa seguito ad un'intensa fase di consultazione (DCO 308/2021/R/Com e 488/2021/R/Com), ad una specifica raccolta dati a cura di ARERA per la valutazione del costo del debito delle imprese e a momenti di confronto con operatori ed associazioni di categoria.

Sono confermate le principali caratteristiche dei meccanismi regolatori in essere (WACC reale pre-tasse, periodo regolatorio di 6 anni suddiviso in due sub-periodi triennali, formula di calcolo basata sul *Capital Asset Pricing Model*) ma vengono introdotte rilevanti novità nella modalità sia di aggiornamento che di definizione dei singoli elementi che lo compongono:

- **meccanismo di trigger nel primo triennio**: previsione di un aggiornamento annuale, qualora dovesse risultare una variazione del WACC, per almeno un servizio, pari o superiore a 50 bps rispetto al valore in vigore, considerando alcuni specifici parametri di mercati (cfr. parametri *Risk Free* nominale, inflazione *isr* incorporata nel *Risk Free*, *SPREAD* e indice iBoxx BBB). In tal caso il valore del WACC verrebbe aggiornato per tutti i servizi;
- **ke (costo del capitale proprio)**: prevista l'eliminazione del *floor* attualmente esistente (0,5%) per le attività prive di rischio e introduzione di correttivi volti a intercettare le condizioni di mercato effettive (CP – *Convenience Premium*; FP - *Forward Premium* e UP – *Uncertanty Premium*) con un approccio di tipo *forward looking* e finanziario;
- **kd (costo del capitale di debito)**: si è passati da riferimenti di settore (i.e. raccolta e analisi del costo del debito effettivo degli operatori italiani) a quelli di mercato (i.e. indici iBoxx rappresentativi del rendimento delle obbligazioni emesse dalle società con rating BBB), prevedendo anche una ponderazione tra il costo di debito esistente (85%) e quello del nuovo debito (15%). È stato inoltre introdotto un meccanismo di gradualità, in base a cui alla nuova metodologia di calcolo del Kd è attribuito un peso pari al 33,3% nel primo triennio 2022-2024 e a 66,6% nel secondo triennio 2025-2027.
- **diminuzione del costo riconosciuto a copertura della tassazione**, riducendo il parametro fiscale *T* dall'attuale 31% al 29,5%.

L'Autorità ha confermato i valori di *gearing* mentre per il βasset (parametro che misura la rischiosità dello specifico settore) ha introdotto un aggiornamento straordinario in vigore nel triennio 2022-2024 per i servizi che ad oggi presentano un valore inferiore a 0,4.

TABELLA 32 | WACC

	WACC 2022						WACC 2021
	Coefficiente βasset	Peso capitale proprio e capitale di debito (gearing)	Tasso di rendimento del capitale proprio (Ke)	Tasso di rendimento del capitale di debito (Kd)	Fattore correttivo (F)	Tasso di remunerazione del capitale investito (WACC)	Tasso di remunerazione del capitale investito (WACC)
Trasmissione energia elettrica	0,370	0,50	5,08%	1,86%	0,41%	5,0%	5,6%
Distribuzione e misura energia elettrica	0,400	0,50	5,39%		0,41%	5,2%	5,9%
Stoccaggio	0,506	0,50	6,49%		0,41%	6,0%	6,7%
Rigassificazione	0,524	0,50	6,67%		0,41%	6,1%	6,8%
Trasporto gas	0,384	0,50	5,23%		0,41%	5,1%	5,7%
Distribuzione e misura energia gas	0,439	0,44	5,40%		0,45%	5,6%	6,3%

La Delibera 271/2021/R/com ha avviato un procedimento finalizzato a definire un nuovo metodo di calcolo dei costi riconosciuti che superi l'attuale approccio ibrido di *rate of return* per i costi di capitale e di *price cap* per i costi operativi adottandone uno basato sulla spesa totale, ovvero considerando congiuntamente sia i costi operativi che quelli di capitale. Il procedimento per l'adozione del nuovo approccio (definito *Regolazione per Obiettivi di Spesa e di Servizio - ROSS*) dovrà concludersi entro il 31 dicembre 2022 ed ha i seguenti principali obiettivi:

- riallineamento degli incentivi all'efficienza in modo che si estendano all'efficienza totale e non siano più limitati ai costi operativi;
- utilizzo di tassi di capitalizzazione fissati dal regolatore, differenziati per singolo servizio da applicare alla spesa totale riconosciuta così da determinare sia la spesa di capitale riconosciuta (che va a incrementare il capitale investito) sia i costi operativi riconosciuti;
- previsione di meccanismi di monitoraggio dei ritorni sul capitale investito al fine di valutare in che misura i rendimenti effettivi conseguiti si discostino da quanto determinato dal regolatore;
- omogeneizzare i criteri di regolazione dei vari servizi infrastrutturali, evitando disallineamenti nei ritorni sul capitale investito legati a differenze nel trattamento di specifiche voci di costo operativo e di capitale. In tale ambito saranno valutati i profili relativi alla definizione della lunghezza del periodo regolatorio, tenendo conto delle sovrapposizioni tra periodi specifici di ogni servizio e periodi di regolazione del WACC.

ARERA, nell'ambito del procedimento avviato con la suddetta Delibera, a fine dicembre ha pubblicato il DCO 615/2021/R/Com.

TARIFFE DI RIFERIMENTO PER IL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE E MISURA DEL GAS NATURALE PROVVISORIE 2021 E DEFINITIVE 2020

La Delibera 122/2021/R/gas ha approvato le tariffe di riferimento provvisorie 2021 per l'attività di distribuzione e misura del gas naturale mentre la Delibera 117/2021/R/gas ha approvato le tariffe di riferimento definitive 2020.

TABELLA 33 | RAB DISTRIBUZIONE GAS (€/MLN)

RAB DISTRIBUZIONE GAS	GRUPPO ACSM AGAM*
Cap. centralizzato	11
RAB distribuzione	166
RAB misura	27
Totale RAB	**204**

La Delibera 559/2021/R/gas che, tra le altre cose, ha determinato gli Importi a Recupero dei Mancati Ammortamenti dei misuratori meccanici dismessi e sostituiti con misuratori elettronici (IRMA, cfr. infra), ha rideterminato le tariffe di riferimento dal 2015 al 2020.

A partire dal 2018 la componente DCVER a copertura dei costi operativi relativi alle verifiche metrologiche è stata azzerata, in quanto tali costi saranno riconosciuti in base ad una metodologia che considererà i costi netti effettivamente sostenuti così come rendicontati nei conti annuali separati e calcolati secondo criteri definiti dall'Autorità. A partire dal 2020 l'Autorità ha previsto uno specifico meccanismo di acconto con successivo saldo a copertura di tali costi.

Allo stesso modo continueranno ad essere riconosciuti a consuntivo, fino al 2022, i costi operativi ~~e~~ di capitale non già coperti dalle tariffe relativi alla telegestione/telelettura e ai concentratori dei misuratori elettronici del gas, entro un limite annuo decrescente (2020: 4,24 euro/PdRsmart; 2021: 3,74 euro/PdRsmart; 2022: 3,24 euro/PdRsmart) e al netto di una decurtazione forfettaria relativa alla quota parte di costi operativi di telelettura/telegestione già inclusa nella tariffa di riferimento della misura (dal 2020 0,53 €/PdR). Con Delibera 413/2021/R/gas sono stati riconosciuti gli importi relativi al 2019, pari ad un totale di circa 3,6 milioni di euro. A dicembre 2021 è stata avviata la raccolta delle istanze per il riconoscimento dei costi relativi all'anno 2020.

La Delibera 596/2020/R/gas ha determinato le tariffe obbligatorie per i clienti finali dei servizi di distribuzione e misura del gas per il 2021, valorizzando per la prima volta le componenti tariffarie VR e ST legate alle procedure competitive per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale, nonché la componente CE applicabile solo nel nuovo macro ambito tariffario "Sardegna" e destinata ad allineare i costi del servizio per gli utenti ivi residenti con quelli del continente. In materia di tariffe obbligatorie l'Autorità, alla luce del forte aumento dei costi dell'energia che ha caratterizzato la seconda parte del 2021 e delle

* Include le società Lereti S.p.A., Serenissima Gas S.p.A. e Reti Valtellina Valchiavenna S.r.l.. I valori della RAB di Lereti S.p.A. sono espressi al netto delle 4 località (Varese, Brizio, Casciago e Lozza) dove la proprietà dei cespiti è dei Comuni.

indicazioni governative, ha provveduto a ridurre sensibilmente gli Oneri Generali di Sistema a carico dei clienti domestici e non domestici, utilizzando i fondi messi a disposizione dal Governo stesso.

DETERMINAZIONE DEGLI IMPORTI A RECUPERO DEI MANCATI AMMORTAMENTI DEI MISURATORI MECCANICI DISMESSI E SOSTITUITI CON MISURATORI ELETTRONICI (C.D. IRMA)

La Delibera 559/2021/R/gas ha chiuso un lungo procedimento finalizzato ad individuare la modalità di valorizzazione dell'IRMA, generato da una discrepanza a livello di vite utili utilizzate per il calcolo degli ammortamenti residui dei misuratori meccanici di calibro G4/G6 dismessi in quanto sostituiti con misuratori elettronici conformi alle disposizioni dettate dall'Autorità.

A valle del DCO 545/2020/R/gas ARERA ha adottato la Delibera 287/2021/R/gas e successivamente, è stata emanata la Determina 3/2021 DIEU stabilendo:

- che le dismissioni dei misuratori tradizionali sostituiti da elettronici dovessero essere rappresentate nelle raccolte tariffarie RAB GAS con il metodo del FIFO applicato ai valori storici lordi e che, di conseguenza, sarebbe stato necessario ri-acquisire i dati delle dismissioni 2014-2019 precedentemente comunicati così da garantire l'omogeneità di applicazione di tale criterio tra gli operatori;
- le modalità tecniche la ri-acquisizione dei dati e le formule per il calcolo dell'IRMA sull'intero parco misuratori meccanici G4/G6 esistente al 31.12.2019 e per i misuratori dismessi nel periodo 2014-2019.

REGOLAZIONE TARIFFARIA DEL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE E MISURA DEL GAS NATURALE 2020-2025

La Delibera 570/2019/R/gas ha approvato la RTDG 2020-2025 con cui viene definito il quadro regolatorio in materia tariffaria per il servizio di distribuzione e misura del gas per gli anni 2020-2025 (V periodo regolatorio). Pur se confermate le caratteristiche della regolazione vigente, le principali novità sono così sintetizzabili:

- **costi operativi riconosciuti**: aggiornamento dei costi operativi riconosciuti a partire dal 2020 utilizzando, come base di calcolo, la media (50:50) tra i costi effettivi registrati nel 2018 e i costi riconosciuti nello stesso anno. L'aggiornamento è stato effettuato tramite il metodo del *price-cap* considerando, oltre all'inflazione rilevata nel periodo, anche un X-*Factor* differenziato per attività (distribuzione, commercializzazione e misura) e, limitatamente alla distribuzione, dimensione dell'operatore (grande, medio, piccolo). Rispetto al periodo regolatorio precedente, si evidenzia una diminuzione considerevole dei costi operativi riconosciuti per ogni *cluster* operatore/densità territorio servito ed un aumento degli X-*Factor* relativi alla distribuzione e alla commercializzazione, mentre per la misura viene confermato il livello attuale;
- **costi di capitale**: revisione del parametro *beta* ai fini del calcolo del WACC nell'attività di misura che scende al 6,3%, ossia ad un livello pari a quello vigente per l'attività di distribuzione. Nel calcolo del capitale investito oggetto di remunerazione, nonché delle relative quote di ammortamento, viene definito uno specifico meccanismo per il rilascio graduale, in un orizzonte di lungo periodo che travalica il singolo periodo regolatorio, dell'ammontare di contributi esistenti al 31 dicembre 2011 che non era considerato nella definizione delle tariffe.

REGOLAZIONE DELLA QUALITÀ DEL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE E MISURA DEL GAS NATURALE 2020-2025

La Delibera 569/2019/R/gas ha approvato la RQDG 2020-2025 con cui viene definito il quadro regolatorio in materia di qualità, tecnica e commerciale, del servizio di distribuzione e misura del gas per gli anni 2020-2025 (V periodo regolatorio). In generale, sono state confermate le caratteristiche della regolazione vigente, ivi inclusi i meccanismi premiali per l'incentivazione dei recuperi di sicurezza, per cui l'Autorità, con la Delibera 463/2020/R/gas, ha provveduto a fissare i nuovi livelli e ha introdotto alcuni ulteriori affinamenti volti a monitorare e stimolare il miglioramento di alcuni specifici aspetti, come la pressione e protezione catodica delle reti, la vita residua media della rete (elemento ad oggi non ancora pienamente sviluppato) e la tempestiva eliminazione delle dispersioni entro i tempi previsti dalle norme tecniche vigenti. Per quanto riguarda la qualità commerciale, l'unica differenza di rilievo riguarda le modalità di esecuzione della verifica della pressione di fornitura su richiesta dell'utente.

La Delibera 596/2021/R/gas ha definito i premi e le penali per i recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione del gas relativi al 2018.

AGGIORNAMENTO INFRA-PERIODO DELLA REGOLAZIONE TARIFFARIA DEI SERVIZI DI TRASMISSIONE, DISTRIBUZIONE E MISURA DELL'ENERGIA ELETTRICA 2020-2023

La Delibera 568/2019/R/eel ha approvato la regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il semiperiodo di regolazione 2020-2023 (NPR2) e i relativi Testi Integrati TIT, TIME e TIC[19]. Il provvedimento, in sostanziale continuità con i criteri adottati nel primo semiperiodo 2016-2019 (NPR1), definisce in particolare:

- i livelli iniziali, riferiti al 2020, del costo riconosciuto a copertura dei costi operativi, un *profit sharing* con ripartizione simmetrica (50:50) tra imprese distributrici ed utenti finali delle eventuali maggiori efficienze conseguite nel precedente NPR1 e il tasso di recupero di produttività (X-*Factor*) per il loro aggiornamento annuale. Il nuovo X-*Factor* applicabile all'attività di distribuzione dell'energia elettrica è pari all'1,3% (1,9% nel precedente semi-periodo) mentre quello relativo all'attività di misura è pari allo 0,7% (1% nel precedente semi-periodo);
- un meccanismo di ripartizione dei ricavi netti derivanti dall'utilizzo congiunto delle infrastrutture elettriche per finalità ulteriori rispetto a quelle oggetto di riconoscimento tariffario (i.e. utilizzo da parte delle TELCO), attivabili solo se il loro ammontare risulti superiore allo 0,5% del ricavo ammesso a copertura dei costi per il servizio di distribuzione;
- incentivi alle aggregazioni tra imprese distributrici, privilegiando quelle di minori dimensioni, con la possibilità di ricorrere allo strumento contrattuale del "Contratto di Rete";
- un meccanismo di recupero dei crediti inesigibili afferenti alle tariffe di rete non ancora coperti, il cui accesso da parte dei distributori è sottoposto al soddisfacimento di specifiche condizioni;
- una revisione della regolazione tariffaria dei prelievi e delle immissioni di energia reattiva, in base ad una gradualità di applicazione (tra il 2021 e 2022).

L'Autorità, infine, ha ritenuto opportuno demandare a successivi documenti per la consultazione l'introduzione graduale del nuovo approccio regolatorio, definito "*Regolazione per obiettivi di spesa e di servizio*", basato su efficienza del costo totale, pianificazione di medio periodo e valorizzazione del livello di servizio reso, tramite incentivi di tipo *output-based* (c.d. Metodo TOTEX).

TARIFFE DI RIFERIMENTO PER IL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE E MISURA DELL'ENERGIA ELETTRICA PROVVISORIE 2021 E DEFINITIVE 2020

La Delibera 131/2021/R/eel ha approvato le tariffe di riferimento definitive 2020 per gli operatori che servono almeno 25.000 POD.

A seguito della pubblicazione da parte di ARERA degli elementi di dettaglio relativi alle tariffe di riferimento definitive 2020 per i servizi di distribuzione e di misura, come previsto dalla Determina DIEU 12/2020, si riportano i valori della RAB elettrica.

Di seguito si riporta il valore della RAB elettrica sottesa alle tariffe provvisorie 2021 (milioni di euro):

TABELLA 34 | RAB DISTRIBUZIONE EE (€/MLN)

RAB DISTRIBUZIONE EE	RETI VALTELLINA VALCHIAVENNA
RAB distribuzione	14
RAB misura	2
Totale RAB	**16**

Per quanto riguarda i distributori fino a 25.000 POD, la Delibera 237/2018/R/eel ha definito i criteri di riconoscimento dei costi operativi e di capitale.

In particolare, le tariffe per l'attività di distribuzione sono calcolate tramite un metodo parametrico, in vigore dal 2018, che prevede l'applicazione di un meccanismo di gradualità[20].

In base a tale metodologia opex e capex riconosciuti sono fissati tenendo conto di alcune grandezze rilevanti quali l'energia distribuita e la densità dell'utenza (opex) e, insieme alle precedenti, la vetustà delle reti (capex), mentre quelle per l'attività di misura tengono conto di un profilo convenzionale di installazione dei misuratori elettronici BT, di un costo medio unitario pari a 126 €/misuratore (valori 2014)

19 TIT (Disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione), TIME (Disposizioni per l'erogazione del servizio di misura), TIC (Condizioni Economiche per l'erogazione del servizio di connessione).

20 Il meccanismo di gradualità è basato sulla media ponderata (peso del metodo parametrico pari a 10% nel 2018; 20% nel 2019; 30% nel 2020; ancora da definirsi per il periodo 2021-2023) tra il regime tariffario individuale e quello parametrico.

e di un fattore di *turnover* degli investimenti fissato al 2% (da applicare a partire dal 2015). Si segnala, inoltre, che le Delibere 104/2021/R/eel e 187/2021/R/eel hanno approvato, rispettivamente, le tariffe di riferimento per l'anno 2016 e 2017 per i distributori che servono meno di 25.000 POD.

Le Delibere 564/2020/R/eel e 566/2020/R/eel hanno fissato le tariffe obbligatorie per l'anno 2021 relative ai servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica riferite, rispettivamente, ai clienti non domestici e domestici.

In materia di tariffe obbligatorie l'Autorità, in applicazione del c.d. DL Sostegni e in piena coerenza con quanto già fatto nel 2020, con Delibera 124/2021/R/eel e successivamente con Delibera 279/2021/R/eel, ha modificato, rispettivamente, per i mesi di aprile – giugno e luglio 2021, per i clienti non domestici connessi in BT, le tariffe di rete e gli oneri generali di sistema agendo sulle quote fisse e le quote potenza così da determinare un risparmio.

Successivamente, a causa del forte aumento dei costi dell'energia che ha caratterizzato la seconda parte del 2021, l'Autorità, seguendo le indicazioni del Governo ed utilizzando i fondi da questo messi a disposizione per sostenere i consumatori (in particolare, utenti BT fino a 16,5 kW), ha agito principalmente sugli oneri generali di sistema a carico di tali clienti finali, in una prima fase (luglio-settembre) riducendoli sensibilmente e, successivamente (ottobre-dicembre) azzerandoli.

A partire dal 1° luglio 2021, al fine di rimuovere gli ostacoli alla diffusione della mobilità elettrica, è possibile, per gli utenti domestici con potenza installata fino a 4,5 kW e *wallbox* con determinate caratteristiche, aderire alla sperimentazione tariffaria di cui alla Delibera 541/2020/R/eel che, senza aggravio in bolletta, permetterà agli aderenti di prelevare fino a 6 kW durante le fasce notturne.

AGGIORNAMENTO INFRA-PERIODO DELLA REGOLAZIONE DELLA QUALITÀ DEL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE E MISURA DELL'ENERGIA ELETTRICA (I.E. TIQE): 2020-2023

La Delibera 566/2019/R/eel ha aggiornato per il semiperiodo di regolazione 2020-2023 il TIQE, introducendo specifiche misure volte alla riduzione dei divari della continuità del servizio tra le varie zone del Paese, attraverso strumenti regolatori *ad hoc*.

In particolare, è stata definita, per gli ambiti con il maggior numero di interruzioni, una regolazione speciale a carattere volontario che prevede:

a. l'erogazione di un premio a fine periodo (2023), qualora venga raggiunto il livello obiettivo fissato da ARERA e di una penale (pari a 1/3 del premio) in caso di mancato conseguimento;
b. la possibilità di richiedere la posticipazione dell'anno target dal 2023 al 2025, dietro presentazione da parte del distributore di un'apposita Relazione Tecnica che ne comprovi le motivazioni in considerazione della presenza di criticità strutturali; in caso di accettazione dell'istanza, si avrebbe il contestuale ricalcolo dei tendenziali.

Inoltre, con particolare riferimento al numero e alla durata delle interruzioni, l'Autorità ha disposto anche l'avvio di una regolazione per esperimenti (*regulatory sandbox*), mutuamente esclusiva con la regolazione speciale sopra descritta, in aree individuate dai distributori.

Nel dettaglio, fermo restando il raggiungimento del livello obiettivo fissato per l'anno 2023, il distributore ha la possibilità di proporre un percorso di miglioramento diverso da quello definito dalla regolazione attuale ordinaria, presentando soluzioni innovative da un punto di vista tecnologico per il miglioramento della qualità del servizio. Anche in questo caso è previsto il ricalcolo dei tendenziali, disattivati negli anni oggetto di sperimentazione.

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.

La pandemia COVID-19 e le relative misure restrittive hanno costretto a posticipare l'avvio della campagna ispettiva a causa dell'impossibilità di poter accedere ad aree private in totale sicurezza.

Le attività, pertanto, hanno preso il via in modo massivo ad inizio 2021.

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.

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.

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.

Il DM 21 maggio 2021 ha modificato il DM MiSE 11 gennaio 2017 (come aggiornato dal DM 10 maggio 2018), prevedendo:

- una riduzione significativa degli obblighi 2020, il posticipo al 16 luglio 2021 della scadenza dell'anno d'obbligo 2020 e la definizione degli obblighi per il periodo regolatorio 2021-2024;
- la fissazione di un *cap* al contributo tariffario definito da ARERA tenuto conto dell'andamento dei

prezzi dei CB sul mercato e di quelli registrati negli scambi bilaterali;

- l'emissione di CB allo "scoperto" da parte del GSE ai distributori che 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 €/CB e fissando un *floor* pari a 10 €/CB.

I soggetti obbligati possono fare richiesta dei CB "allo scoperto" fino al raggiungimento dell'obbligo minimo e a copertura delle quote residue d'obbligo in scadenza, a condizione di essere già in possesso sul proprio "conto proprietà" di un ammontare di CB pari ad almeno il 20% 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 ed entro i due anni successivi alla scadenza dell'obbligo. 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 è corrisposto il contributo tariffario dell'anno in corso e la restituzione della somma corrisposta al GSE è effettuata tramite conguaglio sul contributo tariffario.

Il nuovo DM introduce anche un sistema di incentivazione dei risparmi mediante procedure d'aste al ribasso, che si sarebbero dovuto definire con successivo DM MiTE entro il 31 dicembre 2021. Le aste avranno ad oggetto il valore economico del TEP risparmiato, secondo il criterio del *pay-as-bid*, e potranno riguardare settori e progetti specifici. Potranno accedere a tale sistema incentivante i soggetti che sostengono l'investimento per la realizzazione del progetto di efficientamento.

La Delibera 358/2021/R/efr ha definito il contributo tariffario per l'anno d'obbligo 2020, ponendolo pari a 250 €/TEE mentre il corrispettivo addizionale è stato definito in 10 €/TEE (valore massimo applicabile).

ARERA, con Delibera 547/2021/R/efr ha determinato un contributo tariffario eccezionale per l'anno d'obbligo 2020 pari a 7,26 €/TEE, riconoscendo le difficoltà riscontrate dai soggetti obbligati nell'approvvigionamento di titoli sul mercato, dovute da un lato alla tardiva introduzione del DM 2021 (pubblicato solo a maggio 2021 e che prevedeva la riduzione degli obblighi per l'anno 2020) e, dall'altro lato, al perdurare delle criticità relative al rilascio di nuovi TEE (anche per il protrarsi della crisi pandemica).

La Determinazione DMRT/EFC/16/2021 ha definito gli obiettivi per l'anno d'obbligo 2021. I valori sono riportati nella tabella seguente e, rispetto all'anno d'obbligo 2020, si assiste ad una significativa riduzione degli obblighi dovuta al ridimensionamento dei target introdotto con il DM 21 maggio 2021.

TABELLA 35 | OBBLIGHI TEE

SOGGETTO OBBLIGATO	OBBLIGO TEE 2021	OBBLIGO TEE 2020
Totale Lereti S.p.A.	10.449	26.187

INTEGRAZIONE DELLA DISCIPLINA IN MATERIA DI MISURA DEL SII (TIMSII)

La Delibera 609/2021/R/idr ha aggiornato la regolazione della misura del SII (TIMSII) prevedendo l'introduzione di obblighi di tutela per le utenze interessate da problematiche di perdite occulte (anche tenuto conto del potenziale contributo che potrebbe derivare dall'impiego di nuovi strumenti di misura dotati di dispositivi di *water smart metering*), il rafforzamento delle previsioni in materia di raccolta dei dati di misura e di telelettura, nonché la promozione di misure atte a consentire ai titolari di unità abitative (cd "utenti indiretti" sottesi ad utenze condominiali) di disporre di dati di consumo e di informazioni individuali.

In particolare, il provvedimento ha stabilito:

- dal 1° gennaio 2022: l'introduzione di indicatori di "Efficacia del servizio di misura", integrando l'indicatore M1 della Delibera 917/2017/R/idr (RQTI) e relativo obbligo di monitoraggio e comunicazione all'Autorità;
- dal 1° gennaio 2023: l'introduzione di "standard specifici" di rafforzamento delle tutele dell'utenza per quanto riguarda il servizio di misura;
- dal 1° gennaio 2022: la definizione delle "perdite occulte" come le perdite idriche occorse a valle del misuratore sugli impianti di responsabilità dell'utente. Si tratta di perdite non affioranti e non rintracciabili con le operazioni di normale diligenza richiesta all'utente per il controllo dei beni di proprietà e per tali fattispecie sono introdotte a livello nazionale tutele minime per gli utenti;

- entro il 30 giugno 2022: al fine di aumentare la consapevolezza dei consumi in caso di utenze raggruppate (condominiali), i Gestori hanno l'obbligo di:
  - comunicare agli utenti indiretti almeno una volta all'anno, informazioni circa le modalità di contatto del proprio Gestore ed all'articolazione tariffaria approvata (con indicazione delle modalità per comunicare la numerosità del proprio nucleo familiare);
  - mettere a disposizione dell'utenza condominiale o dell'amministratore di condominio uno strumento di calcolo per la ripartizione dell'unica bolletta condominiale sulla base delle unità immobiliari e del loro consumo (effettivo o stimato);
  - richiedere formalmente all'amministratore di condominio o al referente dell'utenza raggruppata l'effettiva numerosità dei componenti il nucleo familiare (esclusivamente nei casi in cui il Gestore non sia riuscito ad ottenere l'informazione neanche a seguito di richiesta formale, la tariffa domestica residenziale dovrà essere calcolata sulla base del criterio pro capite standard);
- entro il 31 dicembre 2023: il Gestore è tenuto ad attribuire un codice identificativo unico e geolocalizzato per ogni utenza contrattualizzata.

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).

La successiva Delibera 639/2021/R/idr ha definito le regole e le procedure per l'aggiornamento biennale infraperiodo 2022-2023: in particolare la componente a copertura del costo degli oneri finanziari e fiscali è scesa al 4,8% (il precedente valore in vigore fino al 2021 era pari al 5,24%).

Resta confermata 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 nonchè quanto già introdotto con Delibera 580/2019/idr, ovvero:

- 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 obbiettivi 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.

Per quanto riguarda il Lereti S.p.A:

- **nell'ambito Varese**, le proposte tariffarie acquedotto 2020-2023 sono state approvate dal Consiglio Provinciale il 29 aprile 2021 e ora sono al vaglio di ARERA per l'approvazione definitiva. Per il 2021 l'incremento tariffario è pari all'8,4% annuo;
- **nell'ambito Como**, le proposte tariffarie acquedotto 2012-2023 sono state approvate dal Consiglio Provinciale il 9 marzo 2021: per il 2021 l'incremento tariffario è pari all'8,4% annuo. In data 21 dicembre 2021 il CdA dell'EGA di Como ha deliberato a favore della società un importo pari 15,3 milioni di euro a titolo di "riconoscimento di partite pregresse" con riferimento agli anni 2010-2011, riservandosi di stabilire con successivo provvedimento le modalità di ripartizione e fatturazione agli utenti di tale somma (data esclusivamente dal differenziale costi/ricavi senza applicazione di inflazione e oneri finanziari). Per quanto concerne le "partite pregresse" relative al periodo 2001-2009, anche considerato l'esito della conferenza dei servizi con i Comuni coinvolti (Como, Brunate, Cernobbio, quest'ultimo in regime di *prorogatio*), il CdA dell'EGA si è dichiarato non competente.

Revisione dell'articolazione tariffaria applicata agli utenti finali (TICSI)

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 Como ha approvato la nuova articolazione in data 19 gennaio 2021 con decorrenza 1° gennaio 2018. Nel corso del 2021 sono state avviate le procedure di conguaglio da parte della società Lereti S.p.A. con riferimento alle annualità 2018, 2019 e 2020, applicando gli 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.

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,

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.

_ INFORMAZIONI DI RISCHIO QUALITATIVE

RISCHI E INCERTEZZE DERIVANTI DAL CONFLITTO IN CORSO TRA RUSSIA E UCRAINA

Le tensioni tra Russia e Ucraina, sfociate a partire da fine febbraio 2022 in un conflitto tuttora in corso, oltre ai gravi impatti a livello umanitario, stanno generando tra le varie criticità, anche un rallentamento della produzione industriale ed una brusca volatilità dei prezzi delle *commodities* energetiche che si somma a quella già riscontrata a partire dall'ultimo trimestre 2021. L'importanza delle forniture di gas e altre *commodities* fossili della Russia nei contesti italiani, ed europei più in generale, è molto elevata in quanto beni non sostituibili con altre fonti nel breve periodo.

Questo comporta, pertanto, livelli di rischiosità elevati sia in Italia che in Europa, anche in termini di disponibilità di fonti energetiche a copertura degli attuali fabbisogni, dato che le fonti energetiche stesse potrebbero, secondo alcuni degli scenari possibili, essere utilizzate quale strumento di ritorsione.

Riguardo i rischi ICT, in particolare, rappresentano già oggi una minaccia molto seria, anche in conseguenza ai primi attacchi informatici già riscontrati nei confronti di diversi soggetti ed enti. L'Agenzia per la Cybersicurezza Nazionale (ACN) ha allertato circa nuove potenziali minacce *Cyber* a livello globale, di conseguenza il Gruppo ha già attivato il Comitato ristretto di pre-allerta crisi IT, che ha già elevato alla massima attenzione le attività di monitoraggio e analisi degli eventi, attivando una serie di azioni a mitigazione di tale tipologia di rischi.

Riguardo i **rischi finanziari**, incluso il possibile temporaneo incremento di capitale circolante netto, il Gruppo nel corso del 2021 aveva già rafforzato la propria posizione di liquidità con la sottoscrizione di nuove linee finanziarie a breve di tipo *committed,* che si sono aggiunte alle altre linee finanziarie sia di breve che di medio/lungo termine, compreso il finanziamento BEI *"Acsm-Agam Energy Efficiency and Climate Action"* della durata di 16 anni per complessivi 100 milioni di Euro (di cui 75 milioni di Euro già erogati).

Con riferimento invece ai **rischi energetici**, il Gruppo Acsm Agam opera in modo rilevante nel contesto energetico sia come consumatore (es. centrali di cogenerazione per il teleriscaldamento), sia come venditore di energia e di servizi energetici alle utenze civili, terziarie e industriali, sia infine come trasportatore tramite le reti di distribuzione di proprietà. Pertanto, le eventuali criticità sopradescritte produrrebbero impatti su varie attività gestite dal Gruppo.

Le aree potenzialmente più impattate dagli effetti del conflitto, lato energetico, potrebbero essere le seguenti:

- approvvigionamenti delle *commodities* (gas, energia elettrica e termica): sia per rischio prezzo che per indisponibilità *commodities*,
- vendite *commodities* (gas, energia elettrica e termica) e servizi energia: sia per rischio prezzo che per indisponibilità *commodities*,
- utilizzo delle capacità impiantistiche di produzione: sia per rischio prezzo che per indisponibilità *commodities*,
- criticità commerciali sia lato forniture sia lato clienti: sia per rischio prezzo che per indisponibilità *commodities* e per rischio incasso crediti commerciali legato a innalzamento prezzi.

Rispetto alla fornitura di gas naturale ed energia elettrica, i contratti di fornitura sottoscritti assicurano disponibilità di gas per l'anno termico ottobre 2021-settembre 2022 e, in consistenti quantitativi, sino alla fine dell'anno solare 2022.

Quanto al successivo anno termico e, in particolare, a partire dal 1° gennaio 2023, al momento, si stanno monitorando i mercati che, allo stato attuale, stanno risentendo sia a livello di *pricing* che di disponibilità dei volumi, del conflitto in corso. Stessa attività di monitoraggio è in corso per l'approvvigionamento dell'energia elettrica.

Il Gruppo Acsm Agam tramite i propri Comitati istituzionali (Strategico e Controllo e Rischi) si è mobilitato creando un Comitato ad hoc per la crisi Ucraina, composto dal *Management* delle *business* operative e dalle funzioni corporate, per monitorare attentamente e a 360° tutti gli sviluppi del contesto, analizzando, per quanto possibile, i vari scenari alternativi che potrebbero generarsi in relazione all'andamento del conflitto, ipotizzando e valutando, naturalmente per quanto possibile, anche eventuali scenari *'worst'* derivanti ad es. per i rischi energetici, dalla grande volatilità dei prezzi e dalla possibile limitazione della disponibilità delle fonti *commodities* russe.

Il Gruppo Acsm Agam continuerà a gestire la situazione in modo proattivo, in particolare proseguendo a garantire la continuità nella gestione delle proprie attività.

EFFETTI DEL CONFLITTO SUL 2021, 2022 E ANNI SEGUENTI E RECUPERABILITÀ DEL VALORE DELLE ATTIVITÀ (IAS 36)

Sulla base delle informazioni attualmente disponibili e dei possibili sviluppi, al momento prevedibili, riguardo il conflitto in corso, il Gruppo, per quanto detto sopra, ritiene che gli impatti futuri non dovrebbero compromettere in modo molto significativo la redditività del Gruppo.

Con riferimento all'applicazione del principio contabile IAS 36, ai fini del test di *impairment*, il *Management*, avvalendosi del supporto di un esperto indipendente, ha utilizzato le previsioni nel business plan approvato a inizio 2022.

A quella data, tra Russia e Ucraina c'era uno stato di tensione che comunque non faceva presagire lo scoppio della guerra e i suoi potenziali critici sviluppi, pertanto il Business Plan non recepisce gli effetti di tale nuovo contesto, sebbene consideri analisi di sensitività effettuate a supporto dei test di *impairment*.

Il Gruppo continuerà a monitorare sistematicamente l'evoluzione della situazione analizzando i risultati e gli scostamenti rispetto le previsioni che verranno riaggiornate in corso d'anno, per considerare l'evoluzione della situazione, predisponendo inoltre analisi di sensitività sui risultati per effetto dell'evolversi del conflitto, individuando e attivando ogni misura al fine di contenerne gli impatti negativi.

In relazione a quanto è possibile prevedere ad oggi riguardo gli sviluppi del conflitto, si ritiene che, anche in relazione ai risultati delle analisi di sensitività effettuate in sede di *impairment*, non si renda necessaria alcuna svalutazione delle attività in essere al 31 dicembre 2021 conseguente agli effetti derivanti dal conflitto in corso.

RISCHI E INCERTEZZE DERIVANTI DALL'EMERGENZA SANITARIA DETERMINATA DAL COVID-19

Con riferimento all'emergenza sanitaria determinata dal COVID-19**,** ancora in corso, il Gruppo Acsm Agam anche nell'esercizio 2021 ha subito impatti complessivamente contenuti, dimostrando importante resilienza agli effetti della pandemia, grazie sia alla diversificazione delle proprie attività, costituite in gran parte da servizi essenziali per la popolazione, sia al fatto che alcune di esse siano regolate e quindi potenzialmente non soggette a volatilità o quantomeno a volatilità molto contenuta e sia, infine, alle varie azioni attivate dal Gruppo, al fine di contenere gli impatti della pandemia.

Si ricorda che, allo scopo di prevenire e contenere il contagio del virus, in data 26 febbraio 2020, venne costituito un Comitato di Crisi di Gruppo con l'obiettivo di attuare tempestivamente adeguate misure di gestione dell'emergenza nonché identificare adeguate azioni di mitigazione legate al rischio anche di estensione temporale della stessa. Il Gruppo ha predisposto e messo in atto, sin dall'inizio dell'emergenza, una serie di iniziative per assicurare la continuità operativa aziendale al fine di garantire i servizi essenziali e per proteggere la salute delle persone che lavorano per il Gruppo e con il Gruppo (es. clienti, fornitori, ecc.), nonché per adeguarsi alle disposizioni emanate dagli organismi competenti.

Le principali azioni di presidio e di mitigazione identificate sono state: l'intensificazione delle misure igienico-sanitarie preventive in tutte le sedi, impianti, uffici commerciali aperti al pubblico dislocati sui territori, con predisposizione di un piano dei fabbisogni di attrezzature e di dispositivi protezione individuale (c.d. DPI), la previsione dell'estensione del ricorso al lavoro agile (c.d. *Smart Working*) alla quasi totalità del personale di staff e l'introduzione di precauzioni aggiuntive per l'erogazione di tutti i servizi con definizione dei 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*. Nell'ottica di confermare l'attenzione verso la salute dei propri lavoratori, inoltre, il Gruppo ha attivato, facendosi carico del relativo costo, una polizza di copertura assicurativa a favore di tutti i dipendenti contagiati. Lato clienti si evidenzia l'azione svolta dal Gruppo a incentivare l'utilizzo dei canali digitali, anche per l'effettuazione delle letture.

La diffusione dell'emergenza sanitaria Covid-19 ha avuto ripercussioni negative limitate anche sul flusso di cassa di Gruppo, causate principalmente da un lieve rallentamento negli incassi, che nel primo semestre 2021 sembra comunque essersi già riassorbito. Per far fronte al rischio di liquidità derivante dalla crisi sanitaria, incluso il temporaneo fabbisogno di capitale circolante netto, il Gruppo ha rafforzato la propria posizione di liquidità con la sottoscrizione di nuove linee finanziarie a breve che si sono aggiunte al finanziamento BEI *"Acsm-Agam Energy Efficiency and Climate Action"* della durata di 16 anni per complessivi 100 milioni di Euro (di cui 75 milioni di Euro già erogati).

Il Gruppo Acsm Agam continuerà a gestire la situazione in modo proattivo, coerentemente con quanto fatto anche nell'esercizio precedente, in particolare proseguendo a garantire la gestione delle proprie attività, ponendo in atto ogni azione a tutela della salute dei lavoratori e dei propri clienti e fornitori e in generale degli abitanti delle località a favore delle quali sono rivolti i servizi. Il Gruppo continuerà a monitorare sistematicamente l'evoluzione della situazione analizzando i risultati e gli scostamenti rispetto le previsioni che verranno riaggiornate in corso d'anno, per considerare l'evoluzione della situazione, predisponendo inoltre analisi di sensitività sui risultati per effetto dell'evolversi dell'emergenza, individuando e attivando ogni misura al fine di contenerne gli impatti negativi.

In considerazione di tutto ciò e dell'esperienza maturata nel corso del 2020 e del 2021, si ritiene che gli effetti dell'eventuale prolungamento di tale contesto siano limitati e possano mitigarsi con azioni di contenimento e razionalizzazione dei costi, già intraprese nei precedenti esercizi.

EFFETTI DELLA PANDEMIA COVID 19 SUL 2022 E ANNI SEGUENTI E RECUPERABILITÀ DEL VALORE DELLE ATTIVITÀ (IAS 36)

Sulla base delle informazioni attualmente disponibili, il Gruppo stima un graduale ritorno alla normalità a partire dal primo semestre 2022, anche in relazione al completamento della campagna di vaccinazione nazionale, di conseguenza si prevedono sugli esercizi successivi impatti non significativamente importanti prodotti sui risultati del Gruppo, dalla diffusione della pandemia Covid-19.

Con riferimento all'applicazione del principio contabile IAS 36, ai fini del test di impairment, il *Management*, avvalendosi del supporto di un esperto indipendente, ha utilizzato le previsioni nel business plan approvato a inizio 2022e ritiene che, anche considerando i risultati delle analisi di sensitività effettuate non si renda necessaria alcuna svalutazione delle attività in essere al 31 dicembre 2021 conseguente agli effetti derivanti dalla diffusione della pandemia Covid-19.

MODELLI DI ORGANIZZAZIONE, GESTIONE E CONTROLLO DEI RISCHI DEL GRUPPO

Il Gruppo reputa fondamentale elemento della cultura della propria organizzazione un adeguato ambiente di controllo capace di contribuire al miglioramento dell'efficienza ed efficacia delle operazioni aziendali.

Nel mese di dicembre 2021 il Consiglio di Amministrazione ha approvato l'aggiornamento delle "Linee di indirizzo del Sistema di Controllo Interno e Gestione dei Rischi di Gruppo", recependo le novazioni introdotte dal nuovo Codice di *Corporate Governance*.

Il Sistema di Controllo Interno e di Gestione dei Rischi (nel seguito anche "SCIGR") rappresenta un elemento qualificante ed essenziale della *Corporate Governance* del gruppo e rappresenta l'insieme delle regole, delle procedure e delle strutture organizzative volte a consentire una conduzione dell'impresa coerente con gli obiettivi aziendali definiti dagli organi di amministrazione. Il SCIGR riveste, dunque, un ruolo fondamentale nell'identificazione, misurazione, gestione e monitoraggio dei rischi significativi, rendendoli compatibili con gli obiettivi strategici aziendali e contribuendo al perseguimento del "successo sostenibile", che si sostanzia nella creazione di valore nel lungo termine a beneficio degli azionisti, tenendo conto degli interessi degli altri *stakeholder* rilevanti per il Gruppo.

Il SCIGR, in particolare, concorre ad assicurare la salvaguardia del valore delle attività aziendali e del patrimonio sociale, l'efficienza e l'efficacia dei processi aziendali, la qualità e affidabilità dell'informativa finanziaria e non finanziaria fornita agli organi sociali e al mercato, il rispetto di leggi e regolamenti nonché dello statuto sociale e del sistema regolamentare aziendale.

La cultura del controllo riveste una posizione di rilievo nella scala dei valori del Gruppo, coinvolgendo tutta l'organizzazione aziendale nello sviluppo e nell'applicazione di metodi per identificare, misurare, gestire e monitorare i rischi. Tale Sistema tiene conto delle raccomandazioni del nuovo Codice di Corporate Governance ed è definito coerentemente al modello *Internal Controls – Integrated Framework" emesso dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission* (c.d. COSO Report), che rappresenta il modello di riferimento, internazionalmente riconosciuto, per l'analisi e la valutazione integrata dell'efficacia del SCIGR.

Il Consiglio di Amministrazione è responsabile del SCIGR; ne fissa le linee di indirizzo e ne verifica periodicamente l'adeguatezza, l'efficacia e l'effettivo funzionamento, così che i principali rischi aziendali siano correttamente identificati e gestiti per tempo.

La responsabilità del buon funzionamento del SCIGR è riferita a tutti i destinatari delle Linee di indirizzo, nell'ambito delle funzioni svolte. Il SCIGR è "integrato" nell'assetto organizzativo, amministrativo e contabile dell'Emittente e del Gruppo, coinvolgendo con diversi ruoli, secondo logiche di collaborazione e coordinamento, i diversi soggetti coinvolti ed in particolare: gli organi amministrativi, gli organi di controllo, il management e il personale dipendente.

Il modello organizzativo della Società prevede, inoltre, la figura del *Risk Officer*, con le responsabilità funzionali di rilevazione, gestione e mitigazione dei principali rischi aziendali, nella figura del *Chief Executive Officer*.

Nell'ambito delle proprie responsabilità, il CEO provvede:

- all'identificazione dei principali rischi aziendali, che sono sottoposti periodicamente all'esame del Consiglio di Amministrazione;
- alla progettazione, realizzazione e gestione del sistema, verificandone costantemente l'adeguatezza complessiva, l'efficienza e l'efficacia;
- all'adattamento del SCIGR alle dinamiche delle condizioni operative e del panorama legislativo e regolamentare.

Il Gruppo ha costituito la funzione *Risk Management* con la finalità di supportare il Chief Executive Officer anche nella sua funzione di CRO (*Chief Risk Officer*) nel:

- definire la strategia aziendale di *Energy Risk Management*, garantendone l'implementazione ed il monitoraggio periodico, nonché la gestione dei casi critici con l'obiettivo, per quanto possibile, di limitare la volatilità dei risultati economici e finanziari del Gruppo al variare del prezzo delle *commodities*;

- garantire, attraverso il processo di *Enterprise Risk Management* (ERM), le attività finalizzate all'individuazione, alla valutazione e alla definizione di azioni correttive dei rischi aziendali e del relativo monitoraggio, concorrendo alla definizione del profilo di rischio del Gruppo e alla definizione della strategia aziendale.

Il Gruppo ha implementato e aggiornato una specifica procedura che definisce ruoli, responsabilità e metodologie per il processo di 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 non è un riferimento statico ed è soggetto ad aggiornamento periodico con il processo di *risk assessment* e monitoraggio piani remediali gestito e coordinato da *Risk Management* 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 vari *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.

Gli scenari di rischio sono valutati con riferimento non solo agli impatti economico-finanziari ma anche a quelli reputazionali.

La metodologia adottata è modulare e fa leva sull'affinamento delle esperienze e dei metodi di analisi utilizzati: da un lato mira ad evolvere *l'assessment* rischi con riferimento al consolidamento del processo delle azioni di mitigazione al fine di rafforzare i presidi, dall'altro a sviluppare ed integrare nei processi aziendali le attività di gestione dei rischi.

Lo sviluppo del processo ERM permette una progressiva integrazione dei rischi non finanziari, legati alle principali tematiche di sostenibilità all'interno della mappatura dei rischi, infatti, ESG rappresenta una categorizzazione trasversale degli scenari di rischio in base ai temi rilevanti per il Gruppo in ambito Environmental, Social e Governance.

Nell'ambito dell'integrazione dei processi *Enterprise Risk Management* e *Corporate Social Responsibility* il confronto con *Corporate Social Responsibility* mira ad approfondire le tematiche di rischio legate ai temi e agli obiettivi di sostenibilità e permette di gestire in modo sinergico le attività di risk management e i risultati dell'attività di *stakeholders engagement*.

Quanto sopra descritto, ha permesso di evidenziare una sovrapposizione pressochè completa tra le tematiche materiali di Sostenibilità e gli scenari di rischio (sul punto si rinvia a quanto inserito anche nella Dichiarazione Non Finanziaria -DNF- 2021).

Il Gruppo si è dotato inoltre di una *Energy Risk Policy* e di una specifica procedura *Energy Risk* per l'analisi, il monitoraggio e la gestione dei rischi prezzo, volume e durate contrattuali al fine di stabilizzare i flussi di cassa e, in ultima analisi, tenere sotto controllo il rischio di disequilibrio economico e finanziario del Gruppo.

Il Gruppo ha adottato inoltre dei Modelli di Organizzazione, Gestione e Controllo ("Modelli globali Organizzativi") finalizzati a prevenire la commissione dei reati previsti dal D.Lgs. 231/2001 e D.Lgs. 81/2008. La Società si è inoltre dotata di un Modello Organizzativo 262 (ex legge 262/2005 sulla tutela del risparmio), finalizzato a definire le regole di *governance* sul corretto funzionamento del sistema di controllo contabile adottato che lo stesso Modello presidia.

Di seguito vengono elencati in maggior dettaglio, i principali rischi cui il Gruppo è esposto e le modalità con cui sono gestiti.

RISCHIO DI CONTESTO ECONOMICO E SOCIO-AMBIENTALE

Le attività del Gruppo sono sensibili ai cicli congiunturali e alle condizioni economiche generali del paese.

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 riducendone i risultati e le prospettive, rallentando o complicando l'attuazione delle strategie di sviluppo programmate.

L'inasprimento del contesto macroeconomico, collegato al perdurare dell'emergenza sanitaria, parzialmente attenuata dalla campagna vaccinale, e accentuato dalla crisi energetica e dalle tensionitra Russia e Ucraina sfociate in guerra a fine febbraio 2022, porta a far fronte ad una situazione caratterizzata dall'aumento dei prezzi delle materie prime e *shortage* di alcune *commodity* critiche.

Inoltre, le attività operative di siti ed infrastrutture, la loro redditività, l'attuazione dei programmi di crescita in alcuni ambiti di *business*, pianificati dal Gruppo, potrebbero essere ostacolati per effetto di possibili azioni promosse da alcuni portatori di interesse non favorevoli alla presenza dei siti a causa di una negativa percezione delle attività del Gruppo sui territori serviti.

Per quanto riguarda la Business Unit Ambiente, la Business Unit Reti e la Business Unit Energia e Tecnologie Smart, si conferma la tematica relativa ai rapporti con alcuni portatori di interesse riferita alla gestione e al mantenimento dell'efficienza degli impianti e all'eventuale ampliamento di quelli esistenti.

A presidio di queste tematiche il Gruppo attua un'attività di dialogo costante con le comunità locali, con gli Enti e le Autorità di riferimento, anche attraverso la partecipazione a dibattiti pubblici, apposite conferenze stampa e campagne di comunicazione e sensibilizzazione.

Inoltre si evidenzia come le Società del Gruppo, attive nel business dell'illuminazione pubblica e nella gestione della raccolta dei rifiuti, della pulizia delle strade e altri servizi essenziali per l'ambiente, l'igiene e il decoro delle città, pongano particolare attenzione alla qualità dei servizi erogati, anche nell'ottica della prosecuzione nell'affidamento delle proprie attività nei territori già serviti e nell'aggiudicazione delle gare bandite per i medesimi servizi in nuovi ambiti territoriali; per mantenere e sviluppare il posizionamento sul mercato di detti servizi e di conseguenza conservare ed espandere il *business* societario sono state definite strutture organizzative dedicate al costante monitoraggio delle opportunità e ad una efficace ed efficiente gestione delle gare.

RISCHI OPERATIVI

Alcune delle attività gestite sono soggette ad autorizzazione e/o acquisizione di permessi, che richiedono il rispetto delle norme vigenti a tutela dell'ambiente, della salute e della sicurezza.

Per la tutela dell'ambiente, le norme in generale prevedono il controllo e il rispetto dei limiti di emissione di sostanze inquinanti.

Il mancato rispetto delle norme vigenti comporta sanzioni di natura penale e/o civile a carico dei responsabili e, in alcuni casi di violazione della normativa sulla sicurezza, a carico delle Aziende, secondo un modello europeo di responsabilità oggettivo dell'impresa, recepito anche in Italia.

Ulteriori informazioni riguardanti i principali rischi non finanziari identificati dal Gruppo sono disponibili anche nel Bilancio di sostenibilità 2021.

RISCHIO DI CAMBIO

Il Gruppo Acsm Agam effettua transazioni commerciali quasi esclusivamente nella valuta di conto (Euro) e non è pertanto esposto ad un rischio di cambio.

RISCHIO DI TASSO DI INTERESSE

Il rischio di tasso riguarda le attività finanziarie sia a medio lungo termine che a breve termine per le quali la copertura del rischio tasso si rivela oltremodo complessa. Il Gruppo Acsm Agam ha posto in essere un sistema di gestione centralizzata della tesoreria tramite il *cash pooling* che permette di disporre delle linee di credito adeguate per il finanziamento dell'attività delle controllate con condizioni di *spread* sui tassi interbancari predeterminati contrattualmente.

Sono stati sottoscritti due contratti derivati a totale copertura del rischio oscillazione del tasso di interesse di due finanziamenti a medio lungo termine di 8,9 e di 3 milioni di Euro Euro sottoscritti dalla Capogruppo con importanti Gruppi bancari.

Il valore del *mark to market* al 31 dicembre 2021 è 2021 è positivo ed è pari cumulativamente a 9,6 mila Euro.

Come già in precedenza citato a commento della situazione patrimoniale-finanziaria consolidata, a fine 2019 è stato firmato con la Banca dell'Unione Europea BEI un importante finanziamento per 100 milioni di Euro con durata di 16 anni, a cui prima erogazione, per 50 milioni di Euro, è avvenuta a febbraio 2020, mentre la seconda tranche, per 25 milioni di Euro, è stata erogata a febbraio 2021, entrambe le erogazioni sono state effettuate a tasso fisso.

RISCHIO DI LIQUIDITÀ

Da un punto di vista operativo il Gruppo controlla il rischio di liquidità utilizzando la pianificazione annuale, con dettaglio mensile, settimanale e giornaliero, dei flussi degli incassi/pagamenti attesi. Sulla base dei risultati della pianificazione finanziaria si individuano i fabbisogni e, quindi, le risorse necessarie per la relativa copertura. Grazie alla corretta pianificazione delle risorse eseguita in sede di predisposizione del *budget* economico-finanziario annuale, il Gruppo è in grado di valutare e pianificare per tempo il proprio fabbisogno finanziario da coprire con il proprio autofinanziamento e con il ricorso a linee di credito finanziarie che risultano attualmente pari a oltre 100 milioni di Euro, a linee di credito commerciali per circa 40 milioni di Euro.

Sono inoltre disponibili specifiche linee di firma per consentire efficace gestione delle fideiussioni importanti anche per la partecipazione alle varie gare in cui il Gruppo è costantemente impegnato.

Viene comunque garantito un corretto utilizzo delle risorse finanziarie esterne a medio/lungo termine mediante il ricorso a disponibilità cosiddette *"committed"* in grado di garantire la copertura necessaria agli investimenti pianificati in conto capitale (come il sopraccitato finanziamento BEI).

Si evidenzia che le linee disponibili *al 31 dicembre* 2021, unitamente alle stime di incassi e pagamenti per l'esercizio 2022, rendono sostenibile il presupposto di continuità aziendale.

RISCHIO SCENARIO ENERGETICO

Il Gruppo è esposto al rischio scenario energetico, ovvero al rischio legato alle variazioni dei prezzi delle materie prime energetiche (principalmente energia elettrica, gas naturale) e dei prezzi dei permessi di emissione di CO_2. Variazioni significative e/o inattese del prezzo delle *commodities* possono comportare una contrazione dei margini operativi della Società.

Il Gruppo ha approvato una *Energy Risk Policy* che definisce le linee guida per l'analisi, il monitoraggio del rischio *commodity* ovvero il massimo livello di variabilità del risultato del Gruppo con riferimento all'andamento dei prezzi delle *commodities* energetiche.

In coerenza con quanto previsto dalla *Policy*, vengono annualmente definiti ed approvati dal Comitato Rischi Energetici (CRE) e dal Consiglio di Amministrazione i limiti di rischio del Gruppo.

Con specifico riferimento al **Rischio rispetto alla fornitura gas naturale ed energia elettrica** i contratti di fornitura sottoscritti assicurano disponibilità di gas per l'anno termico ottobre 2021 - settembre 2022; quanto al successivo anno termico sono in corso le attività di approvvigionamento dei volumi di materia prima e al momento si stanno monitorando i mercati che stanno risentendo sia a livello di *pricing* che di disponibilità dei volumi, delle tensioni tra Russia e Ucraina, sfociate in guerra nel febbraio 2022. Stessa attività di monitoraggio è in corso per l'approvvigionamento dell'energia elettrica.

RISCHIO VARIAZIONI CLIMATICHE

I rischi collegati alle variazioni climatiche fanno riferimento alla possibilità che i consumi di prodotti (energia elettrica, gas per riscaldamento) e servizi (teleriscaldamento, gestione calore), garantiti dal Gruppo possano essere influenzati negativamente da condizioni sfavorevoli, quali ad esempio temperature particolarmente miti nella stagione termica, con conseguenti riflessi negativi sulla redditività attesa.

Per quanto riguarda la *Business Unit* Vendita e la *Business Unit* Energia e Tecnologie Smart, temperature invernali più miti di quelle attese comporterebbero una minor domanda, da parte dell'utenza finale, di gas e calore destinati al riscaldamento.

Il presidio è costituito dalla presenza di unità aziendali dedicate al costante aggiornamento delle previsioni di domanda in relazione all'andamento atteso delle temperature nonché alla conseguente gestione ed ottimizzazione della produzione/fornitura di calore; inoltre si evidenzia come siano state attuate nuove iniziative per valorizzare il recupero di calore da impianti ed infrastrutture di terzi, quali per esempio depuratori.

Con riferimento al Servizio Idrico Integrato, in particolare in ambito Varese, sussiste anche il rischio legato alla scarsità della risorsa idrica destinata alla distribuzione di acqua potabile in caso di stagioni particolarmente siccitose, con conseguenti ricadute negative di carattere prevalentemente reputazionale; per garantire l'erogazione del servizio in maniera continuativa, il Gruppo Acsm Agam monitora i livelli delle falde e della disponibilità idrica dei pozzi e delle sorgenti, esegue attività di bilanciamento della distribuzione e sfruttamento delle fonti, anche grazie alla presenza di collegamenti idrici intercomunali finalizzati al mutuo soccorso e e mappa le perdite dagli acquedotti per individuare la priorità degli interventi.

RISCHIO NORMATIVO E REGOLATORIO

Il rischio normativo e regolatorio è correlato alla costante evoluzione normativa che disciplina la durata delle concessioni di servizi pubblici e regolatoria per i settori di riferimento. Il Gruppo con l'ausilio di esperti sia interni che esterni, effettua un costante monitoraggio della normativa, anche con il supporto del partner industriale.

RISCHI RELATIVI ALLE GARE PER L'ASSEGNAZIONE DELLE NUOVE CONCESSIONI DI DISTRIBUZIONE DEL GAS

Alla data del 31 dicembre 2021, il Gruppo è titolare di un portafoglio di 88 concessioni di distribuzione di gas naturale. Di queste 39 concessioni hanno scadenza tra il 2022 e il 2024, 49 concessioni sono in regime di proroga in attesa dell'avvio delle procedure relative alle gare di Ambito (cd. ATEM) che si terranno presumibilmente a partire dal 2025.

A seguito delle gare d'Ambito, le società del Gruppo potrebbero non aggiudicarsi la titolarità di una o più delle nuove concessioni, oppure potrebbero aggiudicarsi le nuove concessioni a condizioni meno favorevoli di quelle attuali, con possibili effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria, fermo restando, nel caso di mancata aggiudicazione, l'incasso delle indennità previste in favore del gestore uscente, determinate in valori non inferiori a quelli di libro.

RISCHI RELATIVI ALLA SUSSISTENZA DEL DIRITTO DEI COMUNI AD ACQUISIRE LA PROPRIETÀ DELLE RETI DI DISTRIBUZIONE DEL GAS E ALLA QUANTIFICAZIONE DEL RIMBORSO A CARICO DEL NUOVO GESTORE

Relativamente alle concessioni di Lereti S.p.A. aggiudicate nell'ambito delle gare comunali c.d. Post Letta ovvero acquisite attraverso *Project Financing*, le valorizzazioni delle stesse risultano già definite all'interno dei rispettivi contratti di concessione in essere ovvero dalla normativa.

Relativamente alle concessioni di Revv srl, e del Lereti S.p.A. nei comuni di Sondrio, Abbadia Lariana, Ballabio, Barzio, Bellano, Cassina Valsassina, Cesana Brianza, Civate, Colle Brianza, Cortenova, Cremeno, Dervio, Dorio, Ello, Galbiate, Garlate, Introbio, Lecco, Lierna, Malgrate, Mandello del Lario, Olginate, Pasturo, Perledo, Pescate, Primaluna, Suello, Valgreghentino, Valmadrera e Varenna sono stati definiti, in contraddittorio con le varie stazioni appaltanti, valori di riscatto superiori a quelli di libro.

RISCHI LEGATI ALLA SCADENZA DELLE CONCESSIONI/AFFIDAMENTI DEL SERVIZIO IDRICO ED ALL'EVENTUALE RISCATTO ANTICIPATO DELLE CONCESSIONI DA PARTE DEGLI ENTI CONCEDENTI

Con riferimento al segmento di servizio idrico gestito negli ambiti di Como e Varese, il Gruppo Acsm Agam si configura quale soggetto salvaguardato. Per effetto di tale salvaguardia lo stesso potrà gestire tali attività sino alla scadenza naturale delle concessioni in essere.

Nel corso dell'anno 2019 la capogruppo Acsm-Agam ha conferito nella controllata Lereti S.p.A. (allora AARGA S.p.A.) il ramo di azienda afferente il servizio idrico della provincia di Como per cui era in atto tra le medesime parti un contratto di affitto ramo di azienda.

Perdura in prorogatio di fatto la gestione del servizio nel Comune di Cernobbio in attesa della definizione del valore di subentro del gestore d'ambito.

Per tali cespiti, Lereti S.p.A. avrà titolo a percepire, in caso di cessazione del servizio, dei valori di riscatto delle reti ed impianti, calcolati in ragione di valori industriali di ricostruzione ex T.U. 2578/1925, sicuramente non inferiori ai valori di libro.

Relativamente agli impianti dell'ambito Varese il Gruppo ha in concessione gli impianti per come esistenti alla data del 31 dicembre 2017, mentre gli investimenti eseguiti a partire dal 1 gennaio 2018 saranno valorizzati alla scadenza di ogni singola concessione, nel rispetto di quanto stabilito dalla metodologia della regolazione tariffaria vigente e sulla base della consistenza degli impianti al momento del trasferimento della proprietà.

RISCHI DI INFORMATION TECHNOLOGY

Le attività del Gruppo Acsm Agam sono gestite attraverso sistemi informativi che supportano i principali processi aziendali, sia operativi che amministrativi e commerciali. L'inadeguatezza, la frammentazione delle piattaforme esistenti o il mancato aggiornamento di tali sistemi informativi rispetto alle esigenze di *business*, la loro eventuale indisponibilità, la non adeguata gestione degli aspetti legati all'integrità ed alla riservatezza delle informazioni, il *cyber risk* ovvero il rischio di accessi logici non autorizzati ai sistemi informativi perpetrati attraverso differenti tecniche di attacco informatico, rappresentano tutti potenziali fattori di rischio che il Gruppo mitiga attraverso appositi presidi governati dalla Funzione IT e *Digital Transformation* (IDT), che si è anche dotata di una specifica procedura di *"Continuità Operativa e Disaster Recovery ICT"* e di una *policy* per la Gestione della Sicurezza delle Informazioni (*Policy Security ICT*). Sul punto si segnala che sono presenti coperture assicurative specifiche per l'ambito IDT volte alla mitigazione dei potenziali danni derivanti da mancata continuità nell'erogazione di servizi, anche dovuta ad attacchi di tipologia *Cyber*. A ulteriore mitigazione del rischio *Cyber* sia dei sistemi informatici IT tradizionali che dei sistemi OT (ovvero dei sistemi informatici di supporto e controllo degli impianti industriali connessi alla rete aziendale) il Gruppo ha confermato e sviluppato l'adozione di diverse soluzioni di monitoraggio, *alerting* e prevenzione di incidenti di sicurezza informatica (a titolo di esempio riportiamo la soluzione *software Darktrace*).

Durante il 2021 è stata inoltre rafforzata la funzione Sicurezza e Compliance IT con l'introduzione di una nuova risorsa *IT Security Specialist* a supporto delle attività di controllo e sviluppo. Nel corso 2021 sono proseguite le attività di *fine tuning* sul nuovo ERP "SAP S/4 HANA" operativo dal 1° gennaio 2021. L'introduzione del nuovo ERP ha contribuito in maniera significativa a rafforzare l'attuale Sistema di Controllo Interno e Gestione dei Rischi attraverso: la standardizzazione dei processi, la convergenza e centralizzazione su di un'unica piattaforma SAP dei precedenti molteplici sistemi che gestivano i processi AFC e ciclo passivo *end to end*, l'ottimizzazione del Reporting attraverso lo sviluppo di un sistema di *Business Intelligence* che consente di creare viste agili, per utente, partendo da dati macro-aggregati fino alla singola transazione, facilitando la generazione di reportistica civilistica, gestionale ed *unbundling*.

La riservatezza e la sicurezza delle informazioni sono oggetto di presidi specifici da parte del Gruppo, attraverso politiche interne, strumenti di segregazione degli accessi alle informazioni, nonché attraverso specifici accordi contrattuali con i soggetti terzi che eventualmente debbano accedere alle informazioni sensibili. Nell'ambito degli strumenti di controllo interno si colloca l'implementazione di un Modello di segregazione delle mansioni (SoD), atto a ridurre i rischi di frodi/azioni intenzionalmente irregolari ed errori rilevanti e a definire dei controlli mitigativi per la gestione dei rischi operativi (molti dei quali riconducibili ad una scarsa segregazione delle mansioni) ed un sistema di monitoraggio periodico dello stato della SoD. Nel corso del 2021 sono proseguite le attività del Gruppo di lavoro interfunzionale SoD (di seguito anche "GdL SoD", costituito nel dicembre 2020, di cui si è dato già conto nelle precedenti Relazione) in tema gestione rischi SoD con particolare focus su ERP SAP, con razionalizzazione della relativa matrice rischi SOD elaborata nella fase implementativa del sistema di SAP e conseguente revisione dei profili e bonifica ruoli, con rimozione di numerosi conflitti. Nel corso dell'esercizio sono proseguite le attività di monitoraggio e bonifica delle utenze sui principali applicativi di Gruppo che il Gruppo di lavoro sta svolgendo sulla base di una *road map* definita, finalizzata al rafforzamento degli aspetti di sicurezza.

ALTRE INFORMAZIONI

IMPEGNO SOSTENIBILE

Nel contesto di importanti cambiamenti e di grande crescita che hanno caratterizzato il Gruppo Acsm Agam, in particolare dall'efficacia dell'operazione di Aggregazione, il Gruppo ha consolidato il percorso nella responsabilità sociale d'impresa presentando, con riferimento all'esercizio 2021, il quarto Bilancio di Sostenibilità, che si configura anche come Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario, in adempimento al Decreto Legislativo n° 254/16.

Il Gruppo, in particolare, ha deciso di andare oltre alla semplice rendicontazione richiesta dalla normativa, scegliendo di avvalersi del Bilancio di Sostenibilità come uno strumento per comunicare in maniera trasparente agli *stakeholder* le proprie prestazioni ambientali, le proprie iniziative in campo sociale e per il benessere dei propri dipendenti, dichiarando i propri impegni presenti e futuri nella gestione degli impatti sul territorio, attraverso l'adozione di specifici obiettivi e *Key Performance Indicators* ("KPI"). Come richiamato dal Codice Etico del Gruppo, Acsm Agam ha intrapreso un percorso nella sostenibilità che consiste nella progressiva integrazione della cura degli aspetti sociali e ambientali delle attività svolte con le strategie aziendali. Tale scelta comporta una comunicazione trasparente dei valori che orientano il comportamento del Gruppo e delle politiche attuate in campo economico, sociale e ambientale orientate ad uno sviluppo sostenibile. Al fine di guidare le strategie future legate alle *performance* di sostenibilità, Acsm Agam ha sviluppato negli scorsi anni il proprio Piano di Sostenibilità, con l'obiettivo di quantificare e monitorare lo stato di avanzamento di target specifici legati alle principali tematiche di sostenibilità; con l'approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione del nuovo Piano Industriale 2022-2026 del Gruppo gli obiettivi sono stati rivisti e aggiornati.

I target di tale Piano di Sostenibilità sono declinati, tramite specifici KPI, all'interno delle attività delle quattro Business Unit del Gruppo, con l'aggiunta di specifici *target* relativi alla gestione delle Risorse Umane.

Per maggiori dettagli sul punto si fa rinvio al Bilancio di Sostenibilità 2021, pubblicato nella sezione *Investor Relations* del sito **www.acsm-agam.it**.

Nel corso dell'esercizio, inoltre, il Gruppo ha realizzato uno specifico portale innovativo, dinamico e interattivo dedicato alla comunicazione della sostenibilità del Gruppo e del suo contributo all'Agenda 2030 ONU (OpenReport®). Esito di un percorso di coprogettazione che ha coinvolto tutte le Business Unit, il portale consente la rendicontazione in itinere di obiettivi, progetti, attività e performance di sostenibilità di Acsm Agam, offrendo una rappresentazione unitaria e integrata del valore sociale, ambientale ed economico prodotto per *stakeholder*, clienti e comunità tramite una navigazione semplice e intuitiva.Con questo strumento – che si affianca alla Dichiarazione Non Finanziaria - Acsm Agam intende rinforzare la relazione e il dialogo con i territori in cui opera e farsi promotore di un modello di sviluppo sostenibile, connaturato alla sua stessa missione.

ASSENZA DI ATTIVITÀ DI DIREZIONE E COORDINAMENTO

Acsm Agam S.p.A. è controllata in virtù di un patto parasociale da A2A S.p.A. e quindi dalla stessa consolidata, senza tuttavia esercizio dell'attività di direzione e coordinamento. Oltre A2A, gli altri azionisti del patto parasociale sono Lario Reti Holding S.p.A. e i Comuni di Monza, Como, Sondrio e Varese.

Anche se Acsm Agam S.p.A. è soggetta al controllo (ai sensi dell'art. 93 del D. Lgs. 58/1998) di A2A S.p.A., né quest'ultima, né alcun altro soggetto, ha esercitato atti di indirizzo e/o di ingerenza nella gestione della Acsm Agam S.p.A. (o di alcuna delle Società controllate da Acsm Agam S.p.A.): di fatto, quindi, la gestione dell'Emittente e delle sue controllate non ha subito alcuna influenza da parte di terzi, esterni al Gruppo Acsm Agam. A conferma di tale circostanza, la Società nel corso dell'anno 2021, ha richiesto uno specifico audit ad uno studio legale indipendente che ha confermato la situazione di sostanziale assenza di esercizio di direzione e coordinamento da parte di soggetti esterni alla struttura societaria.

In conformità con i principi dell'autodisciplina, le operazioni di particolare rilievo strategico, economico, patrimoniale e finanziario del Gruppo Acsm Agam sono riservate all'esame collegiale ed all'approvazione esclusiva del Consiglio di Amministrazione di Acsm Agam S.p.A., del quale fanno parte amministratori in possesso dei requisiti di non esecutività e indipendenza, alla stregua dei criteri stabiliti dall'art. 3 del Codice di Autodisciplina.

La competente presenza degli amministratori non esecutivi e indipendenti costituisce una ulteriore garanzia che tutte le decisioni del Consiglio di Amministrazione siano adottate nell'esclusivo interesse di Acsm Agam S.p.A. e in assenza di direttive o ingerenze di terzi portatori di interessi estranei a quelli del Gruppo.

RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

Il Gruppo, con riferimento ai rapporti con parti correlate, adotta una specifica procedura ("Procedura in materia di Operazioni con parti Correlate") adottata ai sensi dell'art. 2391-bis del codice civile e modificata nel corso del primo semestre 2021 dal Consiglio di Amministrazione.

Le modifiche si sono rese necessarie al fine di adeguare la procedura a quanto modificato e integrato dalladelibera Consob n. 21624 del 10 dicembre 2020, in vigore dal 1° luglio 2021. La suddetta Procedura è pubblicata nella sezione Governance del sito **www.acsm-agam.it**.

Per i rapporti con parti correlate, di natura commerciale o finanziaria, effettuati a valori di mercato e monitorati dagli organi preposti (Comitato per le Operazioni con le Parti Correlate e Collegio Sindacale), si rimanda alle Note illustrative alla presente Relazione finanziaria annuale.

Nel corso dell'esercizio 2021, il Comitato Parti Correlate ha espresso parere favorevole, motivato e non vincolante sull'interesse della Società al compimento dell'operazione nonché sulla convenienza e sulla correttezza sostanziale delle relative condizioni, sulle seguenti operazioni:

- Acquisto TEE da A2A Energy Solutions
- Approvazione project financing piscina di Sondrio
- Presentazione Project Financing Gestione Calore Comune di Monza
- Contratti A2A per sistemi informativi Lereti
- Accordo quadro per acquisto TEE
- Valorizzazione rete distribuzione gas Sondrio
- Gara Igiene Urbana Como partecipazione in RTI con Aprica S.p.A e Econord
- Contratto di servizi IT tra Acsm Agam Spa e Gelsia S.p.A..

CONTINUITÀ AZIENDALE

Per monitorare l'evolversi dell'attuale pandemia in corso, anche al fine di valutarne gli impatti nel breve e nel medio termine sulle *performance*, il Gruppo analizza sistematicamente l'andamento dei risultati ed in particolare gli scostamenti rispetto le previsioni, sia quelle iniziali di budget che quelle dei vari riaggiornamenti dello stesso, predisposti al fine di mantenere una visibilità costante sugli andamenti dell'esercizio e di quelli immediatamente successivi.

Come indicato nel paragrafo Rischi e incertezze derivanti dall'emergenza sanitaria determinata dal COVID-19 e anche all'interno delle Note esplicative, il *management* ha analizzato gli indicatori gestionali e finanziari dai quali non sono emersi rischi legati alla capacità del Gruppo Acsm Agam di operare in condizioni di continuità aziendale.

Altro elemento di criticità è rappresentato dai possibili impatti conseguenti le tensioni tra Russia e Ucraina, sfociate a fine febbraio 2022 in guerra.

I primi impatti potrebbero riguardare sia l'approvvigionamento dei volumi di gas ed energia elettrica, considerando l'importanza delle forniture russe nel portafoglio degli approvvigionamenti gas a livello nazionale, sia i prezzi che potrebbero essere soggetti ad altà variabilità, come già iniziato a riscontrare a partire dall'ultimo trimestre del 2021.

In considerazione dell'andamento dei risultati dell'esercizio, che includono anche gli impatti, non rilevanti, connessi all'emergenza COVID-19 e prime valutazioni sui livelli di rischio connessi alle tensioni sopraccitate, il management ha analizzato le previsioni effettuate relativamente ai possibili scenari futuri escludendo una perdita di valore nelle varie CGU in cui è organizzato, anche in considerazione dei solidi margini in essere.

Il management del Gruppo ritiene, in funzione dell'andamento delle varie attività che gestisce, del Piano Industriale 2022-2026, dei sistematici aggiornamenti del budget sopraccitati, delle capacità di accesso al credito, di essere in grado di procedere nella gestione e nello sviluppo delle attività senza porre in discussione la continuità aziendale.

AZIONI PROPRIE

Acsm-Agam S.p.A. non possiede direttamente, indirettamente, attraverso società fiduciaria o per interposta persona, azioni proprie.

Non esiste, peraltro, alcuna delibera assembleare che consenta l'acquisizione di dette azioni.

ATTIVITÀ DI RICERCA E SVILUPPO

Le società del Gruppo Acsm Agam non hanno svolto attività di ricerca e sviluppo nel corso 2021.

RELAZIONE SUL GOVERNO SOCIETARIO

Le informazioni sugli assetti proprietari e sul governo societario sono pubblicate nella sezione dedicata alla *"Governance"* presente sul sito **www.acsm-agam.it**.

Tali informazioni ricomprendono, fra l'altro, i dati sulle partecipazioni, compensi degli amministratori e sindaci, nonché sui corrispettivi della società di revisione.

SEMPLIFICAZIONE NORMATIVA ADOTTATA DALLA CONSOB: ADESIONE AL REGIME OPT-OUT

Il Consiglio di Amministrazione, preso atto del processo di semplificazione normativa adottato dalla Consob con delibera n. 18079 del 20 gennaio 2012, ha aderito al regime di *opt-out* di cui agli artt. 70, comma 8 e 71 comma 1-bis, del Regolamento Emittenti n. 11971/99 (e s.m.i.).

Per effetto di tale adesione la Società potrà derogare agli obblighi di pubblicazione dei documenti informativi prescritti in occasione di operazioni significative di fusione, scissione, aumenti di capitale mediante conferimento di beni in natura, acquisizioni e cessioni.

EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

L'inizio dell'esercizio 2022, se da un lato, con riferimento all'andamento della pandemia, lascia trasparire segnali incoraggianti, dall'altro tratteggia criticità derivanti dalle tensioni tra Russia e Ucraina, sfociate in conflitto a fine febbraio, e alle possibili conseguenze.

Mentre sul fronte Covid-19 la situazione pare infatti in miglioramento, grazie al massiccio programma di vaccinazione attuato a livello nazionale e alle misure di contenimento messe in atto dal Governo, sul fronte delle ostilità in corso tra Russia e Ucraina la situazione appare molto critica, oltre che sul lato umanitario anche per le tematiche energetiche e macroeconomiche/finanziarie, in considerazione dei vari possibili scenari futuri che potrebbero a configurarsi.

Il Gruppo ha pubblicato il business plan 2022-2026 il 20 gennaio 2022: a quella data, mentre sul fronte Covid-19 la situazione poteva (e può) considerarsi sotto controllo, riguardo invece le tensioni allora esistenti tra Russia e Ucraina, nulla faceva presagire lo scoppio della guerra e i suoi potenziali critici sviluppi che ad oggi risulta molto difficile stimare, e che il Gruppo continuerà attentamente a monitorare nel corso dei prossimi mesi, grazie a sistematici aggiornamenti del budget.

In questo contesto, è indubbio che il Gruppo grazie alla diversificazione delle proprie attività, costituite in gran parte da servizi essenziali per la popolazione e del fatto che alcune di esse siano regolate e quindi potenzialmente non soggette a volatilità o quantomeno a volatilità molto contenuta, potrà mitigare molti dei possibili impatti del conflitto.

Il tal senso si evidenzia anche un altro elemento, non meno importante, ovvero la capacità di resilienza e di gestione sempre dimostrati dal Gruppo nel corso dei momenti più critici attraversati nel corso della sua lunga storia.

Sulla base di queste considerazioni il Gruppo ritiene di mantenere anche per il 2022 risultati positivi seppur in diminuzione sia in relazione alle variazioni di perimetro che ai primi possibili impatti legati al contesto citato.

PROPOSTA IN MERITO ALLE DELIBERAZIONI SUL BILANCIO AL 31 DICEMBRE 2021

Signori Azionisti,

sottoponiamo alla Vostra approvazione il bilancio Acsm-Agam S.p.A. al 31 dicembre 2021 che chiude con un utile d'esercizio pari a Euro 15.594.042.

Il Consiglio di Amministrazione propone di ripartire l'utile come segue:

- Euro 779.702 pari al 5%, a riserva legale;
- Euro 14.814.340 a dividendi.

Il Consiglio di Amministrazione propone inoltre di distribuire ulteriori dividendi per Euro 3.933.320 attingendo da "riserva utili a nuovo".

I dividendi complessivi risultano pertanto pari a Euro 18.747.660.

Il dividendo unitario lordo è quindi pari a Euro 0,095 per azione e verrà messo in pagamento il 22 giugno 2022 (data stacco cedola, numero 22, 20 giugno 2022 e *record date* 21 giugno 2022), secondo calendario di borsa.

Per il Consiglio di Amministrazione:

Monza, 14 marzo 2022

Il Presidente
Marco Canzi

L'Amministratore Delegato
Paolo Soldani

RELAZIONE SULLA GESTIONE 2021

Acsm-Agam S.p.A. - All rights reserved

Nessuna parte di questo volume può essere riprodotta, alterata o trasmessa in qualsiasi modo
e tramite qualunque mezzo senza l'esplicita autorizzazione dei proprietari dei diritti.

ACSM-AGAM S.P.A.

Via Antonio Canova, 3
20090 - Monza - MB

Tel: (+39) 039-23851
Fax: (+39) 039-380356