

Audizione ARERA 2023

Rendicontazione intermedia del
Quadro Strategico 2022-2025

21 novembre 2023

Indice

01	Overview Gruppo A2A	3
02	Principali considerazioni	9

A2A. LIFE COMPANY.



CI OCCUPIAMO DELLA VITA. E DELLE PERSONE.

Siamo una **Life Company**, perché mettiamo la **vita** e la sua qualità al centro di tutto quello che facciamo.

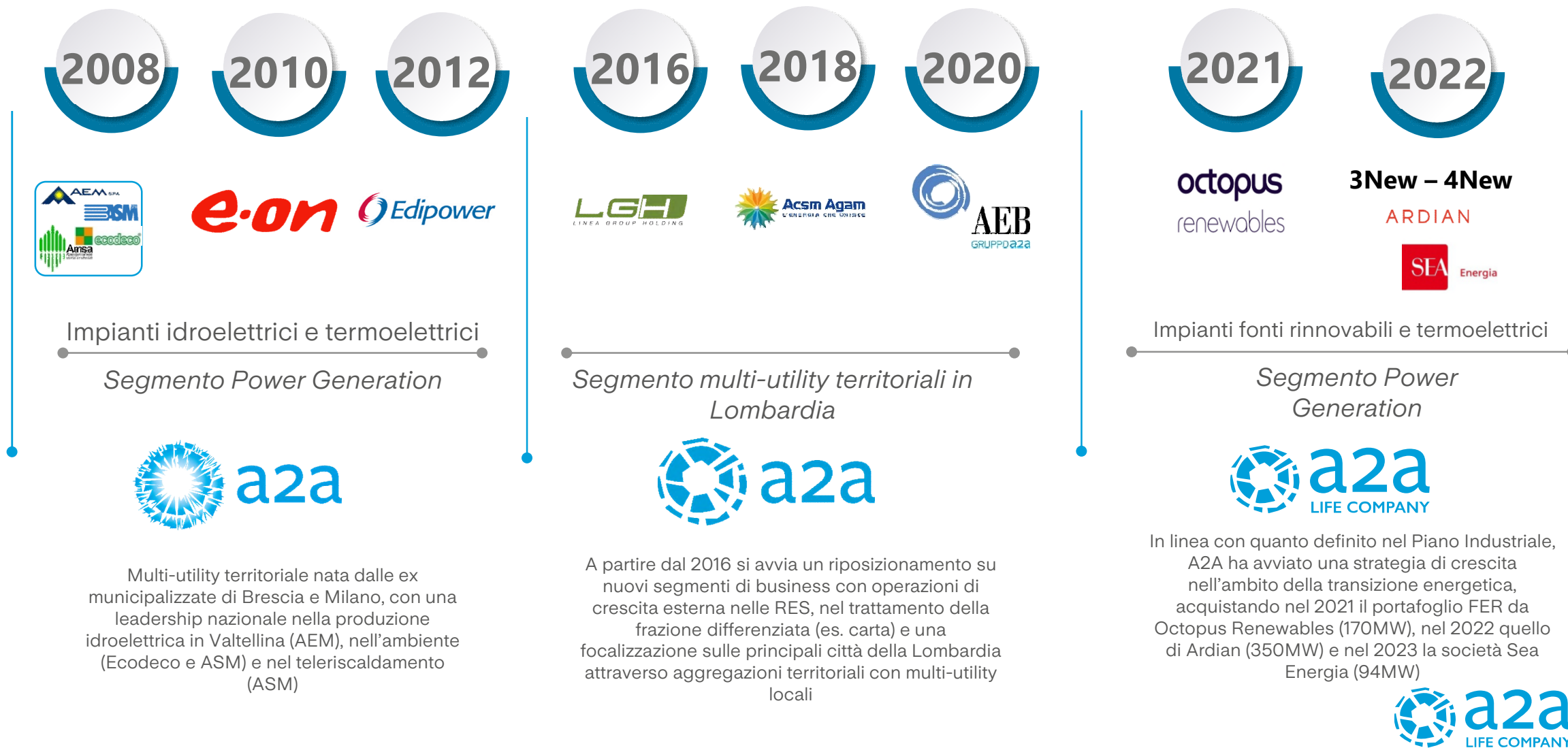
Ci occupiamo di **energia, acqua e ambiente**.

Ci mettiamo al servizio di **famiglie e imprese**, per guidare la **crescita sostenibile** del Paese, fondata sul rispetto per l'ambiente, l'uguaglianza sociale e lo sviluppo inclusivo.

Perché guardiamo lontano, pensando al futuro di **tutti**.

L'evoluzione di A2A

Dalla nascita nel 2008 il Gruppo è cresciuto con acquisizioni in tutta Italia



Impianti idroelettrici e termoelettrici
Segmento Power Generation



Multi-utility territoriale nata dalle ex municipalizzate di Brescia e Milano, con una leadership nazionale nella produzione idroelettrica in Valtellina (AEM), nell'ambiente (Ecodeco e ASM) e nel teleriscaldamento (ASM)

Segmento multi-utility territoriali in Lombardia



A partire dal 2016 si avvia un riposizionamento su nuovi segmenti di business con operazioni di crescita esterna nelle RES, nel trattamento della frazione differenziata (es. carta) e una focalizzazione sulle principali città della Lombardia attraverso aggregazioni territoriali con multi-utility locali

Impianti fonti rinnovabili e termoelettrici
Segmento Power Generation









In linea con quanto definito nel Piano Industriale, A2A ha avviato una strategia di crescita nell'ambito della transizione energetica, acquistando nel 2021 il portafoglio FER da Octopus Renewables (170MW), nel 2022 quello di Ardian (350MW) e nel 2023 la società Sea Energia (94MW)



2022: fatturato 23 mld €, EBITDA 1,5 mld € e investimenti per oltre 1,2 mld €

Business mix integrato e bilanciato con forti sinergie

BUSINESS UNITS		EBITDA ¹	EBITDA %	PRINCIPALI ATTIVITÀ	
 ENERGIA	GENERAZIONE	554 M€	36%	<ul style="list-style-type: none"> Generazione energia elettrica Wholesale & Trading 	 Secondo operatore dell'energia in Italia per capacità installata, per volumi venduti ai clienti finali e quarto tra gli operatori industriali delle rinnovabili
	MERCATO	125 M€	8%	<ul style="list-style-type: none"> Vendita energia elettrica e gas Efficienza Energetica e VAS² 	
 AMBIENTE	RACCOLTA	54 M€	3%	<ul style="list-style-type: none"> Servizio Igiene Urbana 	 Primo operatore dei rifiuti in Italia per tonnellate trattate
	TRATTAMENTO	305 M€	20%	<ul style="list-style-type: none"> Recupero materia Recupero energia 	
 SMART INFRASTRUCTURES	RETI	350 M€	22%	<ul style="list-style-type: none"> Distribuzione elettrica e del gas Servizio idrico integrato 	 Secondo operatore delle reti ele in Italia per energia elettrica distribuita
	CALORE	135 M€	9%	<ul style="list-style-type: none"> Cogenerazione e recupero calore Distribuzione e vendita calore 	
	ALTRI SERVIZI	34 M€	2%	<ul style="list-style-type: none"> Smart City Illuminazione pubblica E-mobility 	

Note: (1) EBITDA al netto dell'EBITDA "Corporate" (-52 M€); (2) Value Added Services.

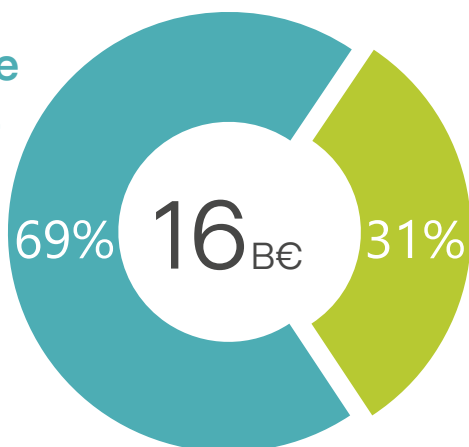
Il nostro piano strategico al 2030

Transizione energetica e economia circolare pilastri dello sviluppo di A2A

La nostra strategia al 2030

Investiremo circa **16 miliardi di euro in 10 anni**, nei due pilastri di sviluppo su cui si basa il nostro piano

Transizione
energetica



Economia
circolare

3,5_{B€}

Investimenti già realizzati tra 2021-22
nei primi due anni abbiamo accelerato gli
investimenti infrastrutturali per il Paese

L'aggiornamento del piano strategico 2022

Abbiamo **aggiornato la nostra strategia di crescita** alla luce del **nuovo contesto**, mantenendo **invariata la rotta** e governando i rischi



Confermati i 2 pilastri del piano, obiettivi in linea col piano decennale

Sviluppo dei **business distintivi** nel **mercato domestico** tramite **crescita organica**

Approccio flessibile su investimenti e indicatori eco-fin

Transizione energetica e economica circolare

Gli obiettivi strategici



Economia circolare

Obiettivi strategici

Target @2030

Crescita nel trattamento rifiuti

Consolidiamo la nostra leadership sul territorio nazionale

7 Mton

Rifiuti netti trattati

Aumentare il recupero di energia

Sviluppando nuova capacità impiantistica, per ridurre i rifiuti in discarica e favorire l'autonomia energetica

2,5 TWh_e

Energia elettrica da WtE

Sviluppo del biometano

Tramite crescita impiantistica sia tramite riconversioni che greenfield

170 Mmc

Biometano prodotto



Transizione energetica

Obiettivi strategici

Target @2030

Crescita nelle rinnovabili

Sviluppiamo la nostra capacità rinnovabile in Italia

5 GW

Capacità FER installata

Sviluppo nuova flessibilità

Per accompagnare lo sviluppo delle FER nel sistema

+1,7 GW

Nuova flessibilità

Potenziamento reti elettriche

Per supportare l'elettrificazione dei consumi

+16 c.p.

Nuove cabine primarie elettriche

Ampliamento base clienti

Facendo leva su una value proposition integrata con i servizi energetici

5 Mln

Clienti power e gas

Indice

01	Overview Gruppo A2A	3
02	Principali considerazioni	9

Il contesto generale

- Abbiamo attraversato **una crisi energetica senza precedenti dove il sistema ha dimostrato resilienza** a fronte dello stanziamento di un **budget importante di spesa pubblica** per alleggerire la pressione sulle famiglie e sulle imprese
- **Il coordinamento tra Governo e Autorità amministrativa indipendente è fondamentale**, nel rispetto dei ruoli di ciascuno, per tutelare gli utenti ma anche gli operatori di mercato e i loro investimenti
- Lo scenario di **alti tassi di inflazione ed elevato costo del debito - che ha interessato anche le utility - rende necessari riconoscimenti in tariffa di questi costi sempre più tempestivi** (perché, in caso contrario, gli investimenti possono rallentare)
- **Lo scenario ha impattato anche il quadro finanziario**: gli alti prezzi dell'energia provocano sia un aumento del capitale circolante con rischio di liquidità per difficoltà di pagamenti da parte dei clienti oltre che necessità crescenti di copertura delle marginazioni sulle borse energetiche a termine
- In generale **si è assistito a «qualche» intervento dello Stato a discapito del Mercato**, fenomeno che andrebbe sempre attentamente ponderato e ridotto a casi eccezionali
- In questo complesso quadro **si inseriscono sempre nuovi sfidanti obiettivi di decarbonizzazione al 2030**, con il target di penetrazione delle FER che è passato dal 30 al 38-39% (con forti incrementi in particolare nel settore elettrico e termico)
- **Anche in ragione delle sfide che attendono il settore energetico è fondamentale proseguire con la liberalizzazione del settore retail elettrico e gas anche per i benefici ottenibili** in termini di strutture di prezzo a protezione della volatilità delle commodities

- **Nel mentre il Gruppo A2A ha dato il suo contributo al Paese**, tramite la massimizzazione del carbone, le unità essenziali, il rispetto dei contratti a prezzo fisso (come anche riconosciuto da AGCM), gli interventi del tutto volontari di contenimento dei prezzi del TLR e la tassazione degli extra-profitti, per citarne alcuni
- **A2A intende proseguire e rafforzare il suo Piano Industriale**, confermando gli investimenti nel nostro Paese, **nonostante permangano tuttora importanti vincoli ed incertezze regolatorie**: questione autorizzativa e saturazione virtuale della rete per le FER elettriche, conferma del capacity market, avvio del meccanismo di approvvigionamento degli storage elettrici e prosieguo dei DM FER, governance e strumenti innovativi per l'idrico, industrializzazione del settore waste (garanzie e gare).

Conferma del ruolo centrale del *capacity market*

Stato e prospettive del meccanismo

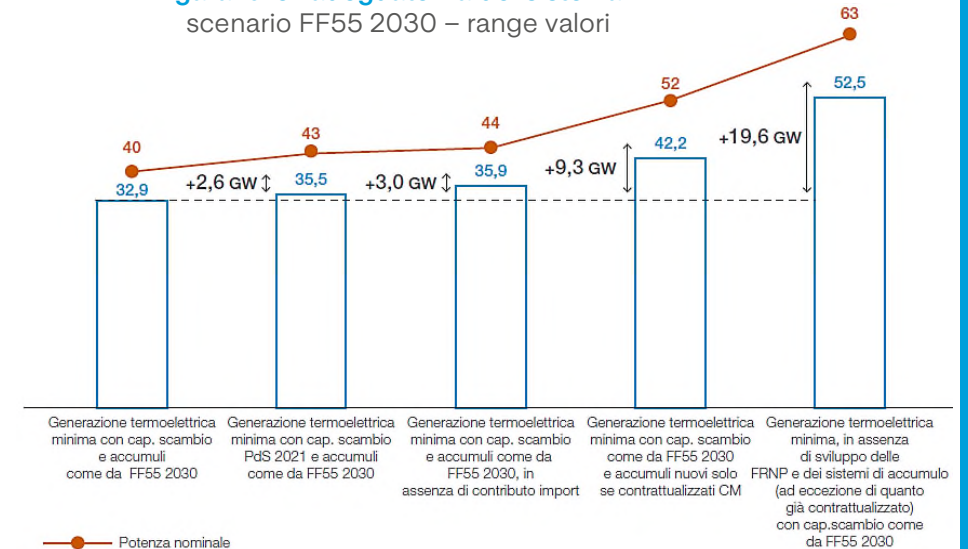


- La DG COMP ha approvato il meccanismo di remunerazione della capacità fino al 2028 ma il DM MiTE 28 ottobre 2021 prevede la cessazione del meccanismo qualora le valutazioni sull'adeguatezza non evidenzino criticità per 3 anni consecutivi.
- **Fino al 2024 circa 35 GW di CDP sono stati contrattualizzati come esistenti: si tratta di capacità vicina a fine vita utile.** Tuttavia, in tutti gli scenari Terna-Snam **la capacità termoelettrica** (al netto della dismissione di quella a carbone e a olio) **rimane sostanzialmente invariata** rispetto al livello attuale per garantire al sistema sufficienti margini di adeguatezza e risorse di flessibilità (ma con un ridotto numero di ore di funzionamento): i **40 GW di capacità nominale** identificata come **minima** necessaria sono **dipendenti da un numero elevato di ipotesi di scenario**, arrivando ad ammontare anche a **63 GW all'estremo**.

Proposte principali

- **Il meccanismo deve proseguire** con nuove aste almeno fino al 2028 come **segmento strutturale del mercato in quanto strumento abilitante la transizione energetica** oltre che a **garante dell'adeguatezza del sistema**.
- **L'attuale livello di premio non garantisce un'adeguata sostenibilità** degli impianti a gas in un contesto di **modifica dell'operatività** - marcia più discontinua, accensioni e spegnimenti molto frequenti e soprattutto **riduzione delle ore a marginalità positiva**. Tra i costi fissi da considerare nel premio vi sono i **costi per la capacità di trasporto gas** (sempre più rilevanti ed associati a conferimenti annuali) **e i costi di mantenimento in efficienza** (manutenzioni, necessità di adeguamenti ad una maggiore flessibilità).
- Vi sono **ulteriori elementi nella Disciplina** attuale (indisponibilità, inadempimento definitivo, mercato secondario) **da ricalibrare** per assicurare la continuità del meccanismo in maniera efficiente, nel rispetto dei vincoli UE.
- Ferma restando la necessità di continuità del meccanismo oltre il 2028 anche per la capacità esistente, è necessario prevedere che, nell'orizzonte di **contrattualizzazione di capacità nuova**, quella **esistente possa svolgere il ruolo di back-up in ogni caso**, anche in assenza di ulteriori aste. Tale approccio è in continuità con il quadro di regole al quale **l'operatore si è legittimamente affidato al momento della sottoscrizione del contratto di capacità pluriennale ed è a vantaggio del sistema** (si avrebbe uno stimolo al mantenimento in esercizio efficiente delle centrali esistenti senza alcuna remunerazione specifica).

CDP/potenza nominale termica minima [GW] per garantire l'adeguatezza del sistema
scenario FF55 2030 – range valori



Fonte: Terna, Rapporto di Adeguatezza Italia 2022

Il confine tra mercato e regolazione

Stoccaggi elettrici e servizi di dispacciamento



Nel contesto di mercato attuale, caratterizzato da volatilità, incertezze e caro energia, **emerge il dilemma Stato – Mercato**.

Il ruolo dello **Stato**, a discapito del mercato, **appare prevalere** in alcuni ambiti di regolazione: nel **quadro di incentivazione di Terna** e nel nuovo **meccanismo di approvvigionamento della capacità di stoccaggio elettrica** (MACSE).

Proposte principali

Disciplina della capacità di stoccaggio elettrico

- In generale, il **premio massimo** dovrebbe essere fissato ad un livello tale da **garantire la più ampia partecipazione possibile degli operatori lasciando al processo competitivo dell'asta la definizione del prezzo di assegnazione** (in ciò evitando fallimenti del mercato se l'asta andasse deserta). Lo Studio Terna sulle tecnologie di stoccaggio riporta **valori di investimento per il nuovo entrante (CONE) molto sottostimati**.
- La proposta di Disciplina di Terna in consultazione prevede **il trattenimento da parte dell'operatore solamente del 5% dei margini di contribuzione MSD**. Nella logica output-based anche per le infrastrutture regolate è sempre previsto un profit sharing (cfr incentivazione Terna **36%**): allo stesso modo **nel MACSE il margine di contribuzione dovrebbe essere maggiormente a favore dell'assegnatario di capacità**, anche al fine di responsabilizzare e stimolare quest'ultimo all'efficientamento allocativo e al miglioramento continuo delle prestazioni dell'asset.
- Da ultimo è da valutare l'opportunità di non legare gli esiti economici dell'asta per gli stoccaggi elettrochimici a quella del pompaggio idroelettrico proprio per i differenti costi, rischi e tempi di realizzazione sottesi a queste due tecnologie.

Servizi di dispacciamento a mercato

- Una parte rilevante nella riduzione dei costi MSD è legata alla realizzazione e messa in operatività da parte di Terna dei **sistemi di regolazione della tensione** (e.g. compensatori sincroni, reattori). **La regolazione della tensione, tuttavia, potrebbe essere richiesta al mercato**. Come avvenuto per l'asta di approvvigionamento svolta nel 2019 per l'area di Brindisi, la dinamica competitiva propria del mercato ha consentito di esprimere prezzi anche più competitivi di soluzioni regolate, a beneficio del sistema.

Consultazione in corso: DCO 424/2023/R/gas

Revisione tariffe gas per il IV periodo regolatorio (2014-2017) e periodo transitorio (2018-2019)



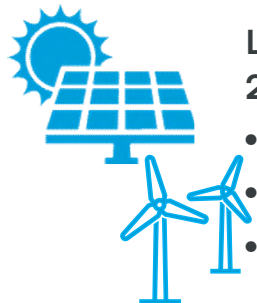
- La Giustizia Amministrativa ha sempre maggiori impatti sulla regolazione. L'ultimo esempio è dato dalle sentenze relative alla **regolazione delle tariffe gas** (8523/2022 e 7386/2023), **per cui il giudice amministrativo ha annullato l'intero periodo tariffario dal 2014 al 2019.**
- Il DCO 424/2023/R/gas ha previsto un **ricalcolo, ora per allora, di tutti i corrispettivi di trasporto, determinando costi incrementali per gli importatori di gas in particolare per quelli che hanno importato dai punti di entrata da nord.**

Proposte principali

- L'introduzione di un meccanismo correttivo, con un ricalcolo, ora per allora, di tutti i corrispettivi di entrata **determina un'alterazione dei segnali di prezzo con evidenti effetti distorsivi di mercato.** Una revisione ex-post ricade sulle posizioni economiche degli importatori senza consentire loro l'adozione di opportuni strumenti di adeguamento o tutela.
- **Suggeriamo l'introduzione di un meccanismo di recupero indiretto del gettito complessivo attraverso l'istituzione di una componente tariffaria aggiuntiva da applicare per i futuri periodi regolatori alla generalità della clientela finale,** alla stregua di quanto precedentemente previsto dalla stessa Autorità nel caso della rideterminazione del «coefficiente k» (i.e. riconoscimento degli importi spettanti ai venditori tramite l'istituzione di una componente di socializzazione sulla tariffa di distribuzione e misura gas con riferimento ai primi 200.000 Smc consumati).
- Tale soluzione garantirebbe un ragionevole equilibrio del sistema nel suo complesso, permettendo di soddisfare, da un lato, la certezza sui tempi e sulle modalità di riconoscimento e, dall'altro, di minimizzare l'impatto complessivo sulla generalità dei clienti finali (**si stima ad esempio un aggravio una tantum di circa 2,2 € per consumatore domestico tipo**) evitando peraltro il rischio di contenziosi.

Regolazione delle connessioni (FER e storage elettrici)

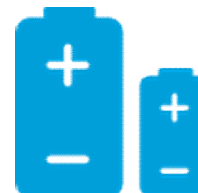
Oltre alle semplificazioni autorizzative, l'accesso alla capacità di rete è elemento chiave per il raggiungimento degli obiettivi Fit for 55 e REPowerEU



Le richieste di connessione FER ammontano, a settembre 2023, a 314,72 GW (5.138 pratiche) di cui:

- 135,94 GW di solare (43,19%)
- 88,97 GW di eolico onshore (28,27%)
- 89,81 GW di eolico offshore (28,54%)

VS + 75 GW al 2030 da scenario PNIEC 2023



Le richieste di connessione di storage elettrici ammontano, a luglio 2023, a 82,2 GW di cui:

- 7,9 GW pompaggi idroelettrici
- 74,3 GW BESS

VS + 11 GW al 2030 da scenario PNIEC 2023

Proposte di miglioramento delle procedure connessione

- Definire **tempistiche perentorie** per ciascuna delle fasi della procedura di connessione – anche per la parte progettuale – e per quelle relative all'avvio dell'iter autorizzativo che, se non rispettate, determinano il decadimento del preventivo di connessione
- Validità della soluzione di connessione (STMG) di durata commisurata alle tempistiche autorizzative medie proprie di ogni tipologia progettuale
- Valutare l'**introduzione di una maggiore responsabilizzazione economica**, anche attraverso l'obbligo di fideiussione.
- Valutare criteri di prioritizzazione delle richieste di connessione sulla base di elementi qualitativi atti a **comprovare la significatività progettuale e la solidità del proponente** (e.g. risorse finanziarie, proprietà del terreno, dettaglio progetto, valutazione di cumuli di progetti su una stessa area, presenza in aree idonee o, comunque, il rispetto dei requisiti di cui all'emanando DM *Burden sharing*)

È necessario semplificare le pratiche di adeguamento delle connessioni esistenti e la gestione del portale GAUDÌ tramite la futura consultazione di ARERA attesa a breve sul TICA

Regolazione distribuzione e misura energia elettrica



ROSS-base (2024-2027)

- A conclusione di un lungo percorso di consultazione **dal 2024** entrerà in vigore il metodo tariffario basato sul riconoscimento della spesa totale (Capex+Opex) che **porterà i distributori elettrici a nuove sfide gestionali ed operative, a confrontarsi con nuovi driver di redditività, oltre che ad un percorso più sfidante e personalizzato di efficientamento.**
- Il metodo ROSS dovrà continuare a garantire attrattività agli investimenti nelle reti: gli effetti derivanti dall'introduzione di strumenti del tutto nuovi (tra cui: fissazione del tasso di capitalizzazione ex ante, riconoscimento dei costi effettivi per ciascuna azienda, meccanismo di sharing delle efficienze, ripartizione convenzionale della spesa totale tra Capex e Opex) **devono ancora manifestarsi.**



ALERT: baseline OPEX riconosciute nel 2024 deve rappresentare correttamente i costi effettivi sostenuti da ciascun DSO nel 2022 aggiustati con inflazione effettiva del 2023 e del 2024.

Evoluzioni future: nel corso dei prossimi anni verrà definita la metodologia del c.d. ROSS-Integrale, che prevede meccanismi di valutazione/confronto della spesa di capitale basata su costi standard. Preme qui segnalare le rilevanti difficoltà tecnico-concettuali per definire un metodo capace di "intercettare" le peculiarità dei diversi asset della distribuzione nei diversi ambiti.

6° periodo regolatorio in materia di continuità del servizio (2024-2027) e interventi per incremento della resilienza

- Apprezziamo la maggior «personalizzazione» degli indicatori di performance (durata e numero interruzioni, basati sullo storico del singolo ambito servito) nonché la revisione delle modalità e dei valori unitari per il calcolo dei premi/penali:



ALERT: i) tuttavia i livelli di performance annui sono definiti tramite riduzione lineare del livello iniziale. E' noto che il miglioramento continuo è molto sfidante dato che la realizzazione degli investimenti necessari (i.e. nuove Cabine Primarie) può richiedere diversi anni con benefici che si concretizzano solo successivamente alla loro entrata in esercizio; ii) impatto PNRR e NextGeneration EU sui piani investimenti DSO: la conclusione degli interventi entro il 2026 «satura» la capacità dei DSO di «mettere a terra» investimenti ulteriori (potenzialmente ingenti).

- La regolazione prototipale premi-penalità per **l'incremento della resilienza delle reti di distribuzione** terminerà il 31 dicembre 2024: **il meccanismo incentivante dovrà essere mantenuto e meglio approfondito nel calcolo dei benefici** (effettivi o attesi) **che ricadono sul sistema**, considerato che gli eventi metereologici estremi sono oggi sempre più frequenti ed amplificati nella loro magnitudo, investendo un'infrastruttura pivotale, quale è la rete elettrica, per la decarbonizzazione dei consumi energetici.

Regolazione distribuzione e misura gas e produzione gas rinnovabile



- **Progetti pilota gas:** si tratta di uno strumento incentivante a favore dei DSO che hanno presentato progetti finalizzati all'**utilizzo innovativo delle reti di distribuzione gas** (nel nostro caso installazione di 2 turboespansori e cabine BiRemi per reverse flow). Tali progetti porteranno significativi benefici ambientali per il sistema con un'auspicabile replicabilità su larga scala a costi decrescenti.

▶ **ALERT: incertezza, per le imprese, sulla copertura dei costi derivanti dalla parte «innovativa» del progetto nella fase di post-sperimentazione (dal 2027 in avanti). Mentre la parte «ordinaria» del progetto è riconosciuta tramite i meccanismi tariffari ordinari per l'intera vita utile dello stesso, la copertura dei costi della parte «innovativa» è assicurata per un periodo sensibilmente inferiore.**

- **Connessioni Biometano:** in corso il procedimento per definire nuove modalità operative per (i) semplificare il processo di connessione degli impianti di biometano alle reti gas e (ii) minimizzare il costo complessivo di sistema di tali connessioni. In tutto il processo a Snam Rete Gas è affidato un ruolo pivotale.

▶ **ALERT: è necessario che l'algoritmo di minimizzazione del costo complessivo per il sistema a cura di Snam Rete Gas non comprometta la realizzazione degli impianti, considerato che il produttore sostiene una parte rilevante dei costi (ad esempio il costo di compressione che è diverso). L'individuazione della soluzione di connessione deve, quindi, esaminare i costi sostenuti dal produttore, mantenendo l'obiettivo di realizzare gli impianti. Inoltre, è opportuno intervenire sulla ripartizione dei costi tra produttore e sistema (oggi: 80%-20%).**

PREZZI MINIMI GARANTITI PER IMPIANTI A BIOGAS/BIOMASSA (EX DL 57/2023*)



La prossima definizione a cura di ARERA dei prezzi minimi garantiti per la prosecuzione della produzione elettrica dovrà essere attentamente calibrata per mantenere in esercizio gli impianti a biomassa in assetto elettrico, evitando al contempo di cannibalizzare il potenziale di riconversione degli impianti biogas vs il biometano.

La definizione dei costi standard per la produzione di energia da biomassa è, quindi, un elemento fondamentale, per il quale si auspica il pieno coinvolgimento degli operatori del settore

*L'articolo 3-ter prevede la definizione di prezzi minimi garantiti o integrazioni dei ricavi conseguenti alla partecipazione al mercato elettrico a favore della produzione di energia da impianti in esercizio alimentati a biogas e biomassa che beneficiano di incentivi in scadenza entro il 31 dicembre 2027.

Il mercato retail

1° aprile 2024 definitivo superamento della tutela per i domestici non vulnerabili e pratiche commerciali scorrette



FINE TUTELA

- **Clausola sociale:** si è ancora in attesa di una **definizione chiara dell'applicabilità della clausola sociale** che potrebbe influire inevitabilmente sullo svolgimento delle procedure concorsuali per l'assegnazione dei clienti domestici non vulnerabili.
 - ▶ *Si invita ARERA a farsi promotrice presso le istituzioni, affinché si acceleri il processo di definizione delle modalità applicative della clausola sociale prima dello svolgimento delle aste, in modo da garantire agli operatori tutti gli elementi necessari per la definizione di una congrua offerta*
- **Percorsi informativi fine tutela: le comunicazioni veicolate** in questi ultimi mesi ai clienti domestici, relative alla fine dei regimi di tutela, e gli strumenti messi in campo (es. Portale Offerte, pagina dedicata ARERA), seppur efficaci, **non garantiscono una completa informazione** ai clienti finali sul percorso che determinerà il termine regimi di tutela.
 - ▶ *È necessario che ARERA si attivi quanto prima con una nuova campagna di comunicazione, sui principali organi di informazione (giornali, televisione, radio ecc.), volta a delineare ai consumatori i prossimi passi e le tutele che saranno riconosciute in caso siano clienti vulnerabili*
- **Gestione clienti vulnerabili:** l'esclusione dei clienti vulnerabili dalle aste comporterà per alcune aziende l'obbligo di dover gestire un numero esiguo di clienti con le attuali regole in termini di separazione funzionale, con conseguente aumento di costi difficilmente recuperabili all'interno del meccanismo di copertura dei costi per la gestione (componente RCV).
 - ▶ *Si auspica che ARERA si faccia promotrice verso le istituzioni di una revisione, nell'ottica di un loro rilassamento, delle prescrizioni attualmente vigenti in tema di unbundling e che riveda la valorizzazione della componente RCV al fine di garantire le adeguate coperture per le imprese che continueranno a svolgere l'attività di servizio pubblico*

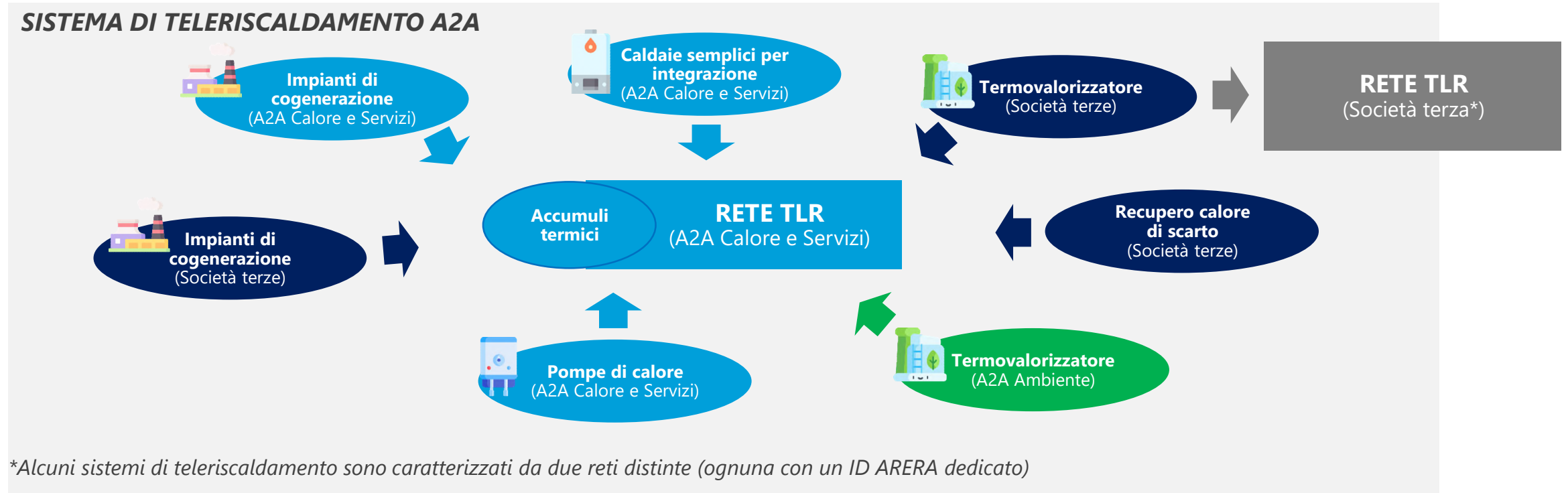
PRATICHE COMMERCIALI SCORRETTE



Avendo riscontrato negli ultimi mesi un aumento importante di telefonate aggressive, nei confronti di clienti recentemente acquisiti, da parte di call center esterni al Gruppo che erano in possesso delle informazioni "sensibili", è opportuno che ARERA avvii insieme ad Acquirente Unico opportuni approfondimenti per comprendere meglio il fenomeno.

Avvio regolazione del TLR (1)

Il TLR è oggi una realtà articolata che vede numerosi attori coinvolti



Le norme demandano ad ARERA una regolazione orientata allo **SVILUPPO** del TLR sulla base delle traiettorie definite da Governo e Ministeri (ie. PNIEC)



La **CONCORRENZA** a valle tra vettori alternativi che possono essere utilizzati dai clienti per riscaldarsi rappresenta il naturale *cap* al prezzo di questo servizio.

Proposte sulla regolazione del TLR (2)

La nuova regolazione:

Nessuna
discriminazione
tra impianti di
analoga
tecnologia



Perimetro



Valorizzazione
calore
cogenerato

- non dovrà discriminare, nel riconoscimento dei costi di generazione, tra impianti appartenenti all'operatore TLR, ovvero appartenenti a società dello stesso gruppo ovvero rispetto ad impianti di proprietà di società terze al gruppo, ma dovrà applicarsi con le medesime modalità a tutti gli impianti, distinguendo solo in base alle tecnologie adottate. Criteri di riconoscimento differenti violerebbero le disposizioni della stessa ARERA (i.e. TIUC) in materia di valorizzazione delle transazioni intercompany, che impongono di valorizzare gli scambi di beni e servizi tra società parte dello stesso gruppo a condizioni di mercato, ovvero pari agli scambi con le società terze. Inoltre, **un trattamento differenziato sarebbe contrario alle norma che parla di tariffe di cessione del calore senza discriminazioni oltre che distorcente del mercato**, premiando diversamente le scelte di investimento ed i comportamenti dei generatori;
- dovrà permettere l'applicazione del vincolo tariffario a livello di operatore del TLR (in linea con le previsioni relative sia alle garanzie d'origine termica sia al mix di generazione certificato a livello di esercente e non di singola rete). Come è evidente, le reti TLR insistono su territori sovra comunali e la gestione è condivisa. **Un perimetro ristretto (i.e. comunale) rischia di penalizzare i nuovi sviluppi di rete caratterizzati da un'elevata spesa di capitale iniziale**. E, stante il *cap* al prezzo dato dalla concorrenza, potrebbe risultare difficile trovare nuovi allacci;
- dovrà rispettare gli esiti del mercato all'ingrosso del calore sviluppatosi in questi ultimi anni e che ha individuato nel costo opportunità legato alla mancata produzione elettrica il metodo per valorizzare il calore ceduto dalle centrali alle reti TLR (sia per le centrali dell'operatore che di terzi): un costo opportunità legato sia a costi fissi che ai costi variabili.

Mobilità elettrica

Completare (ed innovare) il quadro regolatorio relativo alle infrastrutture di ricarica



SVILUPPO INIZIATIVE A SOSTEGNO DELLA DECARBONIZZAZIONE DEI CONSUMI

- Le misure regolatorie a sostegno della decarbonizzazione dei consumi sono uno degli obiettivi inclusi nel Quadro Strategico 2022-2025 di ARERA, tuttavia **gli interventi relativi alla mobilità elettrica non sono ancora stati implementati**, nonostante il primo DCO risalga a più di un anno fa (n. 449/2022).



Completare quanto prima il quadro regolatorio sulle infrastrutture di ricarica, aggiornandolo anche alla luce delle disposizioni del recente regolamento europeo sui combustibili alternativi ed implementando quanto previsto dal D.Lgs 199/2021 con particolare riferimento alle tariffe per la ricarica pubblica (i.e. sconto sugli oneri generali di sistema).



Confermare e potenziare la tariffa BTVE, estendendola anche alla MT e alle utenze private e prevedere misure volte a ridurre i costi di connessione per infrastrutture che consentono di limitare l'impatto sulle reti di distribuzione.

FAVORIRE LA DIFFUSIONE DI INFRASTRUTTURE DI RICARICA PUBBLICA A BASSA POTENZA

La diffusione di infrastrutture di ricarica pubblica a bassa potenza consente di raggiungere una maggiore capillarità oltre a generare benefici per:

- utenti finali** (specie nelle grandi città), **superando il vincolo del posto auto privato** aumentando l'appetibilità dell'auto elettrica;
- distributori: riducendo il rapporto di potenza impegnata per numero di punti di ricarica** (minori costi per connessione e gestione carichi) e fornendo servizi locali (ad oggi nascenti a livello di progetto pilota ex Delibera ARERA 352/2021);
- rete di trasmissione:** tramite la **modifica dei programmi di prelievo** (ad esempio riducendo il prelievo durante la rampa serale) facilita il razionale uso degli impianti di produzione e riduce l'impronta carbonica dell'elettricità prelevata.



Prevedere misure regolatorie ad hoc per favorire la diffusione di questo tipo di ricarica (oggi esclusa anche dal PNRR) quali ad esempio la riduzione dei costi di connessione e l'introduzione di tariffe dedicate.

Servizio idrico integrato



«WATER SERVICE DIVIDE» E GESTIONE TRANSITORIA DEL SII

Il Gruppo A2A può mettere a disposizione capacità industriali ed esperienza pluriennale nella gestione del SII per colmare il «*Water Service Divide*»:

- i **risultati della Qualità Tecnica** hanno evidenziato che servono ancora grandi investimenti nel SII in tutte le aree del Paese. In particolare maggiore è il tasso di realizzazione rispetto alla spesa programmata, maggiore è la probabilità di conseguimento degli obiettivi e la parcellizzazione delle gestioni non permette di raggiungere gli obiettivi di qualità tecnica;
- necessità di definire un **framework regolatorio** che catturi le specificità del **project financing**, all'interno del metodo tariffario, vincolandolo a benefici (economici ma anche ambientali in termini di tempistiche e messa a terra degli investimenti) e alla trasparenza dei costi (*). **Tale strumento può essere attuato in presenza di criticità operative e/o finanziarie a supporto di gestori neo costituiti e poco strutturati e/o di gestori pienamente operativi ma che non riescono ad attuare gli investimenti pianificati:** è strategico per il recupero del *gap* infrastrutturale soprattutto in previsione del calo dei CAPEX post PNRR;
- necessità di **rendere operativo** ed ampliare lo scopo del **Fondo di Garanzia per le Opere Idriche** con l'**obiettivo di facilitare i gestori nell'accesso al credito oltre a garantire il rischio connesso al trasferimento delle gestioni tra diversi operatori**. La garanzia dello Stato dovrebbe essere prevista non solo per gli operatori finanziari ma estesa anche ad altre forme di investimento (i.e. *project financing* di cui sopra)

MISURE DI INCENTIVAZIONE CONNESSE AGLI APPROVVIGIONAMENTI DI ENERGIA E ALL'AUTOPRODUZIONE DA FER

E' necessario **rafforzare il meccanismo di *sharing* a favore del gestore affinché includa anche i benefici derivanti da un efficiente approvvigionamento dell'energia**. Con riferimento agli oneri connessi all'**autoproduzione da fonti rinnovabili**, dovrebbe essere previsto un meccanismo di riconoscimento in tariffa dei costi operativi e di capitale sostenuti.

L'aggiornamento e rafforzamento delle **logiche incentivanti** di cui sopra avrebbe un impatto diretto sui costi di energia dei gestori, motivandoli ad ottimizzare l'energy risk management e favorendo strategie di acquisto da fonti rinnovabili a medio lungo termine come nel caso dei PPA, condividendo, così, i benefici con le utenze.

(*) Includere nella voce '**Altri corrispettivi**' – che ad oggi ricomprende i canoni del **leasing in costruendo** - anche lo strumento del **project financing**, specificando inoltre la possibilità di inserimento di eventuali costi aggiuntivi (che non devono essere superiori a quanto ritenuto ammissibile dalla regolazione per analoghi investimenti) all'interno degli '**OPNew**' oltre che inserendo una dicitura analoga a quella presente nella definizione degli 'Altri Corrispettivi' al fine di evitare potenziali effetti distortivi rispetto agli eventuali costi insorgenti.

Servizio integrato rifiuti



UN QUADRO REGOLATORIO CHE SI VA COMPLETANDO: BANDI DI GARA, MOROSITÀ E QUALITÀ

- In **Lombardia** il modello di governance consente ai Comuni di bandire gare per l'affidamento del servizio dell'igiene urbana, favorendo un quadro competitivo ed efficiente. Inoltre, vista la presenza del mercato e di un'adeguata offerta, gli impianti di trattamento della Regione sono stati dichiarati «aggiuntivi» e dunque non soggetti a regolazione.
- Lo **schema tipo di bando di gara**, proposto da ARERA con il recente DCO 514/2023, potrebbe rappresentare l'occasione per fissare regole chiare ed omogenee per la redazione dei bandi da parte delle stazioni appaltanti in tutto il Paese con particolare riferimento alla **quantificazione dell'importo a base d'asta** e ai **requisiti di qualità**. Si condivide, inoltre, che tale schema tipo possa essere applicato anche in caso di **project financing**.
- Il ruolo di ARERA è fondamentale rispetto alla necessità di **mitigare gli effetti negativi di morosità e rischio credito** con riferimento ai nuovi investimenti in impiantistica che permetteranno di colmare il «**Waste Service Divide**».
- In relazione agli **obblighi di monitoraggio di qualità tecnica per la gestione della Raccolta Differenziata e degli impianti di trattamento**, si apprezza lo sforzo dell'Autorità di allinearsi agli obiettivi di economia circolare fissati a livello europeo, oltre che le tempistiche di applicazione e modalità di implementazione di tali disposizioni, che prevedono il monitoraggio dal 2024 e la relativa trasmissione dei dati dal 2025.

TUTELA DEL RISCHIO-MOROSITÀ E COINVOLGIMENTO DEI GESTORI NELLA DECLINAZIONE DELLA QUALITÀ TECNICA



È necessario **introdurre un meccanismo regolatorio** gestito da ARERA, tramite la CSEA, a **garanzia del rischio credito sopportato dai gestori degli impianti di trattamento**. L'ambiente si configura come un «**onere generale di sistema**» meritevole di essere **tutelato da un fondo pubblico che garantisca la bancabilità degli impianti «minimi» indispensabili alla chiusura del ciclo**: dovrebbe essere prevista l'**applicazione di un corrispettivo a carico di tutti gli utenti sulle TARI** (come già previsto dalla Legge “salva mare” per i rifiuti accidentalmente pescati).



Obblighi di monitoraggio della qualità tecnica per la gestione della Raccolta Differenziata e degli impianti di trattamento: è necessario avviare celermente **focus group tecnici** dedicati, coinvolgendo gli operatori interessati dai suddetti obblighi di monitoraggio per poter meglio applicare gli indicatori tecnici proposti e i relativi standard in corso di definizione.



Costi della Raccolta Differenziata (indicatore «H»): con riferimento all'indicatore di monitoraggio del grado di copertura dei costi efficienti della Raccolta Differenziata recentemente introdotto con decorrenza 2026, è necessario **proseguire il confronto già avviato con gli operatori per la corretta declinazione della soglia di misurazione del suddetto grado di efficienza**.