

COMMENTI E OSSERVAZIONI AL DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE 173/2023/R/EEL – VERSO UN MODELLO DI SVILUPPO SELETTIVO DEGLI INVESTIMENTI NELLA RETE DI DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA

Con il presente Documento il Gruppo A2A formula le proprie considerazioni in relazione agli orientamenti Illustrati dall'Autorità nel **Documento per la Consultazione 173/2023/R/eel** (di seguito: il Documento) riguardanti l'identificazione di **priorità** e **indicatori di performance** per uno **sviluppo maggiormente selettivo** degli **investimenti nelle reti di distribuzione dell'energia elettrica** e per la progressiva introduzione di **requisiti minimi** per la predisposizione dei relativi **Piani di sviluppo**. Tale Documento, che si colloca nell'ambito del procedimento riguardante le funzioni e responsabilità dei gestori delle reti di distribuzione avviato con la Delibera 121/2022/R/EEL ai sensi dell'art. 23 del D. Lgs 210/21, intende anche inquadrare l'aggiornamento delle **disposizioni per i piani di sviluppo** all'interno del **percorso di avvio della nuova metodologia ROSS**.

Premessa

Con il presente Documento di consultazione ARERA ha, in modo condivisibile e apprezzabile, avviato il percorso di recepimento delle indicazioni contenute all'art. 23 del D. Lgs. 210/2021 con l'obiettivo di ricondurre numerose e diverse tematiche emerse nel corso degli ultimi anni a una **struttura regolatoria** (un "framework") **univoca e omogenea**.

In particolare, la Scrivente ritiene opportuno "svincolare" la redazione e pubblicazione dei Piani di sviluppo delle reti di distribuzione dell'energia elettrica dall'originario inquadramento previsto all'interno del TICA (art. 46). Infatti, se nei primi anni 2000 la redazione dei Piani di sviluppo si era resa necessaria per rispondere alle esigenze di adeguare le reti allo sviluppo delle connessioni di impianti di produzione da fonti energetiche rinnovabili, gli scenari odierni impongono necessariamente un **ripensamento completo dei contenuti dei Piani di sviluppo**, che dovranno trattare lo sviluppo delle reti di distribuzione in modo da **rispondere tempestivamente ed efficacemente a fenomeni più ampi e complessi** quali, ad esempio, la progressiva elettrificazione dei consumi, lo sviluppo della mobilità elettrica, la gestione della flessibilità, le forme di produzione e autoconsumo diffuso (es. Comunità Energetiche Rinnovabili), etc.

In questo nuovo contesto appare, pertanto, meritevole l'azione del Regolatore di **riorganizzare i contenuti e le modalità di redazione**, consultazione e pubblicazione dei **Piani di sviluppo** per renderli **coerenti** con **fenomeni** che impatteranno (e già impattano) in **modo più trasversale e pervasivo** lo sviluppo delle reti elettriche.

In linea generale, poi, si giudica **positivamente** l'intento dell'Autorità di **definire** un set di **regole e criteri**, in una **logica di prioritizzazione** e di **sviluppo selettivo degli interventi**, finalizzati alla predisposizione da parte del Distributore con almeno 100.000 POD serviti di Piani di sviluppo

pluriennali delle infrastrutture di distribuzione dell'energia elettrica che, oltre a tener conto degli obblighi previsti dalla normativa primaria e delle esigenze di sviluppo del Sistema, possa essere **strumentale** all'avvio della **metodologia ROSS-integrale**.

Tale assunto parte dal presupposto che in questo nuovo approccio regolatorio le imprese saranno chiamate a formulare **propri business plan** - che, come noto, sono documenti di pianificazione economica pluriennali non completamente sovrapponibili con i Piani di sviluppo oggetto del presente Documento, che comunque ne rappresentano uno dei principali driver – dove esporre precise **previsioni** in termini sia di **volumi e obiettivi di servizio** sia di **costo del servizio** stesso.

Inoltre, si ritiene condivisibile la finalità del Regolatore di stabilire un **percorso di integrazione** tra il **nuovo metodo tariffario**, la disciplina relativa ai **Piani di sviluppo** e l'**aggiornamento** di alcune disposizioni riguardanti in particolare la **regolazione output-based della qualità** del servizio di distribuzione elettrica. Proprio in relazione a quest'ultimo ambito regolatorio, si auspica peraltro, in esito alla fase di consultazione, una **razionalizzazione degli indicatori** sia di prestazione delle reti di distribuzione sia di performance delle imprese distributrici e del livello di qualità del servizio da esse erogato, configurandone una nuova perimetrazione in base al **grado di significatività** e in coerenza alla **natura del meccanismo incentivante** in cui sono inseriti.

Tale intervento, infatti, consentirebbe, a nostro giudizio, una **focalizzazione** e un **monitoraggio maggiormente efficaci** da parte dei **Distributori sulle proprie performance**, oltre ad agevolare l'Autorità nel completamento delle attività propedeutiche all'avvio e all'applicazione (anche su base sperimentale) del ROSS-integrale.

Tuttavia, in questa visione prospettica basata sulla **valorizzazione delle interrelazioni tra i diversi aspetti regolatori** di interesse per il settore della distribuzione elettrica, si ritiene opportuno garantire la **necessaria gradualità di applicazione** di quanto prospettato da ARERA, tenendo anche in considerazione il perimetro di prescrizioni dettate dalla normativa primaria.

La previsione di una congrua tempistica implementativa si rende cogente soprattutto alla luce sia della **complessità degli argomenti** che i Distributori dovranno integrare nel Piano di sviluppo sia dei **numerosi interventi regolatori** di cui si **attende ancora la pubblicazione** da parte dell'Autorità.

Con particolare riferimento a quest'ultimo aspetto, si cita a titolo esemplificativo la **Delibera-quadro sul ROSS-integrale** e i **successivi documenti di consultazione** relativi a ciascun servizio infrastrutturale (tra cui anche il servizio della distribuzione elettrica) nell'ambito dei quali dovrebbe essere declinata la modalità di quantificazione e di rendicontazione dei costi unitari per categoria di investimento e la correlata stima dei costi operativi. A ciò si aggiunga anche la **relazione** che, ai sensi della Delibera 712/2022/R/eel, ciascun Distributore dovrà predisporre ed inviare ad ARERA entro il 15 ottobre prossimo e che avrà ad oggetto gli esiti dell'attività di coordinamento con Terna e con le altre imprese distributrici della **pianificazione degli interventi** per il **controllo della tensione** e la **gestione degli scambi di energia reattiva**.

Non ultima, sebbene prevista dall'art. 23 comm.5 del D. Lgs 210/2021, la **comparazione dei costi delle misure di investimento e di flessibilità**: tali analisi devono necessariamente basarsi su specifici

studi e approfondimenti che il Distributore deve svolgere, su un **adeguato arco temporale**, in coordinamento e con il supporto di Università e accreditati Istituti di Ricerca anche al fine di quantificare un livello congruo di remunerazione da riconoscere agli utenti per i servizi di flessibilità erogati e di definire compiutamente le **norme tecniche** (i.e. CEI, IEC..) funzionali per capire tutte le implicazioni lato utenza.

Proprio questo **vacuum regolatorio** e le conseguenti **incertezze operative, gestionali ed economiche** (anche in termini di riconoscimenti tariffari) che derivano per gli operatori portano a considerare la **timetable proposta dall'Autorità eccessivamente stringente**, anche considerando il cumulo di attività di rendicontazione in capo al Distributore che ha declinato il Regolatore (i.e. Rapporto annuale di monitoraggio delle prestazioni del servizio, Rapporto sintetico di avanzamento del Piano di sviluppo).

Pertanto, con specifico riferimento al **Piano di sviluppo 2023** si evidenzia la necessità di procedere ad una **formulazione in sostanziale continuità con i precedenti Piani**, prevedendo eventualmente, per rispondere alle prescrizioni definite dal D.Lgs 210/2021, un **Addendum** contenente gli elementi di dettaglio relativi agli **interventi** che il **Distributore si è impegnato ad effettuare nell'ambito dei finanziamenti del PNRR**.

Sintesi delle valutazioni del Gruppo A2A

Alla luce delle considerazioni dettagliate nel seguito e al fine di semplificare la lettura del documento, si sintetizzano i principali punti di attenzione che A2A ritiene evidenziare:

- una **necessaria gradualità nell'implementazione** delle molteplici novità sia di contenuto che metodologiche e di processo nella predisposizione dei Piani di sviluppo introdotte dal presente Documento,
- un **Piano di sviluppo 2023** elaborato **in continuità** con i precedenti Piani, pur prevedendo le **opportune integrazioni** per rispondere al **mutato quadro legislativo** di riferimento,
- **notevoli criticità** nell'esplicitare in maniera analitica **metodologie di quantificazione** di specifici indicatori, quali ad esempio il costo unitario di investimento, così come la **comparazione dei costi delle misure di investimento e di flessibilità**, considerando l'attuale **assenza di un framework regolatorio comune e strutturato**, da definirsi nel primo caso nell'ambito del ROSS-integrale, mentre nel secondo in esito ai progetti pilota per l'approvvigionamento dei servizi ancillari locali,
- una **rimodulazione** della **proposta di aggiornamento** di alcuni specifici **meccanismi incentivanti** propri della **regolazione output-based** considerando sia una **valorizzazione complessiva** del **beneficio atteso** per il Sistema sia gli eventuali impatti sulla valutazione prospettica di costo-opportunità dei vari interventi per il Distributore.

[omissis]

Spunti di consultazione

S1. Osservazioni in merito alle priorità per lo sviluppo selettivo degli investimenti nelle reti di distribuzione dell'energia elettrica, indicando se possibile un livello di importanza (es. elevato, medio, limitato) annesso a ciascun driver. Si suggerisce di indicare tre priorità chiave.

Sulla base dell'**evoluzione attesa** del **Settore elettrico**, dettata anche dalle politiche energetiche europee ed italiane, e delle **principali criticità** che si osservano nella **gestione di reti di distribuzione complesse** quali sono, ad esempio, quelle in contesti densamente urbanizzati (es. Comune di Milano), Unareti, confermando il suo costante impegno ad ottemperare all'obbligo di connessione di tutte le risorse che ne facciano richiesta e a garantire agli Utenti determinati livelli di qualità del servizio, ha ipotizzato per i diversi driver un **livello di importanza** derivante dall'**impatto** che ognuno di questi ha sugli **obiettivi di decarbonizzazione, elettrificazione dei consumi e miglioramento della continuità e qualità** del servizio:

ID Driver	Driver	Livello di importanza
1	Incremento resilienza	Elevato
2	Ammodernamento colonne montanti	Medio
3	Gestione scambi di energia reattiva	Limitato
4	Incremento hosting capacity	Limitato
5	Elettrificazione dei consumi	Elevato
6	Miglioramento delle continuità del servizio	Medio (Elevato negli Ambiti ad alta Concentrazione)
7	Miglioramento della qualità della tensione	Limitato
8	Accelerazione del ripristino del servizio a fronte di eventi estremi	Medio
9	Integrazione veicoli elettrici	Elevato
10	Riduzione delle perdite di rete	Limitato
11	Armonizzazione dei livelli di tensione MT	Medio
12	Adeguamento a prescrizioni e standard tecnici	Limitato
13	Osservabilità degli utenti connessi	Medio
14	Protezione dai rischi cyber	Elevato
15	Automazione, digitalizzazione e scambio dati	Elevato

In coerenza con la valutazione sopra riportata, si individuano le seguenti **tre principali priorità** ai fini

di un approccio selettivo per gli investimenti nelle reti di distribuzione: l'**incremento della resilienza** delle reti di distribuzione a fronte di eventi climatici estremi, il **supporto all'elettrificazione dei consumi** e il **miglioramento della continuità del servizio** negli ambiti **ad alta concentrazione** (evidenziate nella tabella precedente).

Tale prioritizzazione deriva innanzitutto dal cambiamento di contesto in cui si trovano ad operare i Distributori per effetto in primo luogo della transizione energetica in atto che sta determinando ormai strutturalmente da diversi anni una notevole **crescita della punta di carico elettrico** e della **densità di potenza richiesta dagli utenti**, oltre che dall'impatto significativo del **climate change** che ha comportato negli ultimi quattro anni una maggiore frequenza di accadimento di fenomeni quali le ondate di calore, soprattutto in ambito cittadino, con **maggiore stress ai componenti di rete** e conseguente **innesco di interruzioni**. Alla gestione di tali fenomeni, si è sovrapposta nel biennio 2022 e 2023 anche la **crescita esponenziale** e non stimabile preventivamente da parte del Distributore di **richieste di connessione** di impianti di produzione distribuiti, trend che ha impattato notevolmente anche sull'operatività ordinaria delle imprese.

Tali condizioni stanno incidendo e incideranno anche nel medio termine sulla pianificazione degli investimenti adottata dalle imprese di distribuzione, che, nel caso di Unareti, si tradurrà in uno sforzo di spesa sempre maggiore e più focalizzato su:

- lo **sviluppo della rete MT** a servizio delle nuove Cabine Primarie, la standardizzazione dei livelli di tensione e il rinnovo della rete MT,
- il **rinnovo delle Cabine Secondarie**,
- **interventi di digitalizzazione** ed evoluzione tecnologica finalizzati ad una **gestione evoluta e predittiva della rete** di distribuzione dell'energia elettrica.

S2. Osservazioni in merito agli orientamenti riguardo le tempistiche dei Piani di sviluppo a regime a partire dal 2025

Alla luce del presupposto già indicato dall'Autorità nella Delibera 65/2022/R/COM secondo cui tutti i Piani di sviluppo infrastrutturali devono essere riconducibili alle medesime ipotesi di scenario, si ritiene opportuno evidenziare come i Piani di sviluppo dei Distributori – pur basandosi sugli scenari di riferimento identificati in sede nazionale da Snam e Terna – sono necessariamente **declinati** al fine di tenere in considerazione le **peculiarità** delle proprie **aree territoriali gestite**, che possono avere **caratteristiche infrastrutturali** e di **densità di potenza** erogata **molto diverse tra loro**, così come le relative implicazioni, soprattutto in termini di diversa **velocità di sviluppo della mobilità elettrica** e dell'**elettrificazione dei consumi**.

[Omissis]

Un siffatto contesto così complesso e articolato comporta per il Distributore uno **sforzo di coordinamento importante**, anche con **altri stakeholder** del settore, per tener conto dello **sviluppo degli altri vettori energetici** presenti sui territori serviti (es. gas naturale, teleriscaldamento,

biomasse, etc.), soprattutto nell'ottica degli obiettivi di decarbonizzazione sempre più sfidanti e di un approccio selettivo agli investimenti.

In relazione alle tempistiche di redazione, consultazione pubblica e pubblicazione dei Piani di sviluppo delle reti elettriche proposte dall'Autorità a partire dal 2025, alla luce del fatto che ai fini del monitoraggio dello stato di avanzamento dei Piani sarà necessario esporre informazioni e dati relativi al 31 dicembre dell'anno precedente, si ritiene opportuno proporre all'Autorità un **posticipo di due mesi** fissando quindi la **nuova deadline di invio del documento pre-consultazione al 31 marzo**, con un conseguente slittamento di tutte le altre tempistiche. Questa **nuova scadenza**, qualora avessimo correttamente interpretato l'art. 12.5 del Documento, sarebbe **coerente** con la data entro cui inviare il **Rapporto biennale di monitoraggio dello stato di avanzamento dei Piani** da predisporre negli **anni pari**, report che potrebbe in tal modo correttamente riportare gli aggiornamenti sugli interventi riferiti al 31 dicembre dell'anno precedente così come richiesto dallo stesso Regolatore.

Per completezza di analisi delle varie criticità connesse al processo di pubblicazione dei Piani, si sottolinea che al Distributore è lasciato un periodo di tempo **molto ristretto**, dal termine della consultazione, per analizzare le osservazioni ricevute, formulare le proprie controdeduzioni ed inviare ad ARERA i Piani di sviluppo con indicazione delle modifiche apportate,.

<u>Proposta</u>	2025 <i>(e successivi anni dispari)</i>		2026 <i>(e successivi anni pari)</i>	
	31/03/2025	30/06/2025	31/03/2026	30/06/2026
PdS	Invio PdS pre-consultazione	Invio PdS post-consultazione		
Report annuale monitoraggio Performance		in linea con Terna		in linea con Terna
Report biennale di monitoraggio avanzamento PdS	Incluso nel PdS	Incluso nel PdS		

S3. Osservazioni in merito agli orientamenti riguardo le tempistiche dei Piani di sviluppo 2023 in chiave di transizione graduale

Non si ritiene **compatibile** la **scadenza del 31 agosto 2023** per l'invio dei Piani di Sviluppo 2023 nella loro versione pre-consultazione ad ARERA e al MASE con le **numerose integrazioni contenutistiche** proposte dal Regolatore rispetto ai Piani fino ad oggi pubblicati dai Distributori. Inoltre, la fase di consultazione del presente Documento potrebbe ragionevolmente portare alla **pubblicazione della successiva Delibera, non prima della seconda metà di giugno 2023**, lasciando così ai Distributori, di fatto, solo poche settimane per l'adeguamento dei Piani di Sviluppo alle nuove prescrizioni.

Pertanto, in linea con la posizione espressa anche in ambito associativo, si propone di rivedere la tempistica incorporando per tutte le scadenze un posticipo di un mese.

Nel dettaglio:

- trasmissione al MASE ed ARERA senza obbligo di consultazione preventiva: 30 settembre 2023;
- consultazione pubblica: mese di ottobre 2023;
- trasmissione ad ARERA della versione post-consultazione del Piano, delle osservazioni ricevute e delle contro-osservazioni: entro il 30 novembre 2023.

Infine, si chiede conferma del fatto che anche la versione definitiva del Piano (ossia post-consultazione) dovrà essere inviata al Ministero competente per conoscenza.

S4. Osservazioni in merito agli orientamenti espressi dall'Autorità riguardo gli elementi metodologici da esplicitare nei Piani di sviluppo 2023

Per il **Piano di sviluppo 2023** si ribadisce la necessità di procedere **in piena continuità con i Piani precedentemente redatti**, con contenuti opportunamente integrati in coerenza con i cambiamenti legislativi intervenuti.

In particolare, con specifico riferimento all'orizzonte temporale quinquennale del Piano, come anticipato in premessa, potrebbe essere prevista una **sezione dedicata agli investimenti finanziati** dai fondi messi a disposizione dal **PNRR**, in cui potranno essere dettagliate le principali caratteristiche tecniche ed economiche, gli obiettivi previsti in risposta agli attuali cambiamenti dello scenario energetico, così come le *milestones* intermedie.

Per quanto riguarda il "**costo stimato a vita intera**", basato sull'approccio del *Life-Cycle Costing* (LCC) che prevede la somma attualizzata di tutti i costi (operativi e di investimento) pertinenti all'intera vita utile del progetto (investimento, costi di esercizio e manutenzione, costi di sostituzione e, dove applicabile, costi di smaltimento) considerandoli a prezzi costanti, si reputa opportuno prevederne l'introduzione solo a partire dal 2025 e a valle di una opportuna attività di coordinamento metodologico tra operatori. Si evidenzia, infatti, che la scadenza del 31 agosto proposta da ARERA lascerebbe oggettivamente pochissimo tempo agli operatori per effettuare le nuove e complesse elaborazioni richieste e che, a fronte di tale onere, il beneficio informativo che ne deriverebbe per l'Autorità e gli stakeholder sarebbe comunque molto limitato a causa delle inevitabili approssimazioni che bisognerebbe adottare per poter effettuare tali valutazioni (nuove e complesse) entro la scadenza fissata, nonché dell'eterogeneità degli approcci adottati dagli operatori in assenza di un preventivo coordinamento.

S5. Osservazioni in merito agli orientamenti espressi dall'Autorità riguardo la stima dei costi nei Piani di sviluppo 2023

Sebbene si condivida la proposta di accompagnare il Piano di Sviluppo con una nota che specifichi le

modalità di stima dei costi **non appare condivisibile**, invece, **l'esposizione di "costi unitari di investimento"** e del relativo **costo operativo** associato, in quanto si ritiene che l'utilizzo di tali indicatori possa comportare il **rischio di rappresentare, mediandoli, costi territoriali specifici molto diversi tra loro**. Si pensi, ad esempio, alle differenze di costo per interventi di posa di nuova rete in un contesto territoriale densamente urbanizzato (es. il Comune di Milano) rispetto alla posa in contesti meno congestionati (es. provincia bresciana).

Si esprimono, inoltre, alcune **perplexità** relativamente alla **possibilità di "comparazione dei costi delle misure di investimento e di flessibilità e delle altre misure alternative"** dato che, ad oggi, **non** vi sono **ancora** né **metodologie mature e standardizzate** applicabili per la stima dell'effettivo fabbisogno per il Sistema di approvvigionarsi di servizi di flessibilità locale né **norme tecniche abbastanza sviluppate** per definire le regole di fornitura del servizio da parte dell'utente. Sarebbe dunque **opportuno** stabilire preventivamente delle **linee guida comuni** per una congrua valutazione di suddetto fabbisogno al fine di evitare il proliferare di metodi difficilmente comparabili tra loro. Sono ancora presenti **livelli di incertezza** inerenti al tipo di servizio di flessibilità che l'utente può garantire tali da **non permettere** una preliminare **comparazione dei costi**.

A titolo esemplificativo e non esaustivo, **non** vi è ancora una **linea guida** in grado di definire univocamente un **metodo** tramite il quale quantificare la **remunerazione del servizio da garantire all'utente** per coprire, ad esempio, gli investimenti in infrastruttura digitale né tantomeno è stata svolta un'analisi statisticamente robusta in relazione al fatto che quest'ultimo sia effettivamente interessato o incentivato nell'offrire il servizio stesso.

A questo proposito si segnala che la stessa normativa primaria¹ individua come condizione necessaria all'avvio del mercato della flessibilità locale il fatto che ARERA disciplini le modalità di approvvigionamento da parte dei Distributori dei servizi di flessibilità, comprese le procedure di approvvigionamento, le modalità di remunerazione dei servizi e le modalità di copertura dei costi.

In assenza di questi elementi e tenendo conto dei **prossimi sviluppi nell'ambito del dispacciamento locale**, una **comparazione dei costi sarebbe, ad oggi, fuorviante**.

S6. Osservazioni in merito agli orientamenti espressi dall'Autorità riguardo l'evoluzione degli aspetti metodologici dei piani nel resto del 2023 e nel corso del 2024

Si ritiene **condivisibile** l'importanza di **prevedere regole e metodologie armonizzate** per la strutturazione dei **futuri Piani di sviluppo**, in modo da consentire di strutturare in maniera omogenea i Piani dei Distributori, **coerentemente** con quanto già **previsto per la Resilienza**.

Sulla base, dunque, di quanto appreso durante i tavoli di lavoro che si sono tenuti nel corso degli scorsi anni allo scopo di standardizzare i metodi utilizzati per la predisposizione dei Piani di Resilienza e in accordo con quanto illustrato al punto S2, si ravvisa la **possibilità** di incontrare **significative**

¹ D.lgs. 1/6/11, n. 93, art. 38, comma 5-sexies, modificato dal d.lgs. 210/21.

difficoltà nella predisposizione di tali metodologie.

Inoltre, considerando le **peculiarità delle aree territoriali gestite**, che possono avere specificità infrastrutturali e livelli di densità di potenza erogata molto diversi tra loro, con notevoli implicazioni soprattutto in termini di **velocità di sviluppo della mobilità elettrica** e dell'**elettrificazione dei consumi**, si ritengono i **punti a** (struttura armonizzata contenuto piani) e **b** (documento comune per identificazione ipotesi specifiche locali) del *paragrafo 9.6* del Documento, seppur con qualche difficoltà implementativa, **realizzabili**. Al contrario si considerano i successivi **punti c** (approccio metodologico per identificazione investimenti) e **d** (definizione comune categorie elementari investimenti) **non realizzabili** o comunque **non fattibili entro le tempistiche definite**. In relazione a tali punti e, in particolare alla definizione comune delle categorie elementari di investimento per la stima dei relativi costi unitari, saranno certamente utili, anche al fine di esprimere un **giudizio più circostanziato sulla loro fattibilità**, quanto emergerà nell'ambito dei focus group e seminari previsti dall'Autorità, oltre ai Documenti di consultazione relativi al ROSS-integrale che dovranno essere pubblicati plausibilmente nel corso del 2024.

S7. Osservazioni in merito alle opzioni di implementazione per alcuni aspetti riportate nell'Appendice A al presente documento

Di seguito si espongono le osservazioni degli aspetti riportati nell'Appendice A.

Punto A2

Gli aspetti riportati al punto A2 sono effettivamente già presenti all'interno dell'attuale Piano di sviluppo di Unareti, fatta eccezione per l'aspetto g) in cui è richiesta la definizione degli interventi e analisi di fattibilità e l'applicazione di un'analisi costi benefici (ACB), che però viene già effettuata ai fini dell'inclusione dei vari interventi nel Piano resilienza.

Punti da A3 a A8

Nessuna osservazione.

Punto A9

Pur condividendo quanto esplicitato nel presente punto, si segnala la possibilità, per i diversi Distributori di adottare **differenti ipotesi quantitative** ai fini della definizione dei criteri riportati al Punto A8.

Punto A10

Riteniamo sia **eccessivo** riportare in dettaglio all'interno del Piano di sviluppo **le logiche di funzionamento dei modelli di simulazione delle reti** utilizzati dal Distributore. Le informazioni rilevanti e significative che permettono di comprendere le motivazioni per le quali gli interventi sono stati inseriti nel Piano sono perfettamente deducibili dai punti precedenti.

Punto A11

Come già sottolineato precedentemente in più parti del presente documento, **non** si ritiene **fattibile**

quanto richiesto da ARERA in tale punto, almeno **finché non saranno definite le ipotesi e le metodologie di stima dei costi e di quantificazione della remunerazione** associati al ricorso ai **servizi ancillari locali** da parte dei diversi attori del Sistema coinvolti. In particolare, come noto alla stessa Autorità, non è possibile da parte del Distributore effettuare scelte d'investimento basate sulla possibilità di ricorrere ai suddetti servizi in alternativa ad espansione "hardware" delle reti, essendo ancora in corso i progetti pilota sperimentali avviati ai sensi della Delibera 352/21/R/eel, i cui risultati potranno consentire di validare in condizioni di esercizio reale l'utilizzo di servizi di flessibilità. L'impresa distributrice, se ad oggi dovesse inserire nel proprio Piano di sviluppo progetti nell'ambito del mercato della flessibilità, andrebbe incontro ad un **notevole rischio** in quanto si tratterebbe di **utilizzare elementi qualitativi** nella pianificazione di interventi sulle reti.

Punto A12

Nessuna osservazione.

Punto A13

Seppure condivisibile l'esigenza dell'Autorità di uniformare i parametri e i criteri di valutazione delle diverse categorie di investimento, così come già avvenuto nella regolazione per gli interventi relativi alla resilienza, si evidenzia che proprio in quest'ultimo ambito vi è stato **un lungo percorso di condivisione e di confronto** iniziato **nel 2015** tra operatori e Regolatore prima di **finalizzare nel 2019 uno schema di riferimento comune** che al contempo fosse in grado di garantire un livello di flessibilità tale da cogliere le peculiarità e le criticità tecniche e territoriali proprie dell'area servita da ciascun Distributore.

Punto A16 e Tabella 4

Seppur si condivida la suddivisione proposta delle categorie elementari di investimento riportata nella Tabella 4 del Documento, segnaliamo come il **range dei costi per ciascuna categoria** potrebbe risultare **molto ampio**. Per riportare un **esempio esplicativo**, la voce di costo della **categoria "Sezione MT di cabina primaria"** può **variare** molto sulla base della **tipologia di intervento** effettuata, della **tecnologia utilizzata**, del **livello di tensione** presente e della **potenza nominale** dell'impianto. Questo comporterà evidentemente una **possibile difformità tra i costi** indicati dai vari Distributori per la stessa categoria di intervento, tenendo conto anche delle **economie di scala di ciascuno**.

S8. Osservazioni in merito alla identificazione di una responsabilità comune delle quattro principali imprese distributrici

Pur valutando positivamente l'identificazione di obiettivi comuni relativamente lo sviluppo del sistema infrastrutturale, si segnala la complessità di un tale percorso di convergenza, viste anche le diversità e le criticità dei territori su cui i principali Distributori si trovano ad operare.

Inoltre, a valle della definizione di metodologie di pianificazione comuni per i principali Distributori, si

propone di poter **incaricare un Ente terzo** (a titolo esemplificativo, RSE o PoliMI) in grado di **formalizzare il lavoro di coordinamento e confronto** che dovrà necessariamente essere svolto dalle Parti interessate.

S9. Osservazioni in merito al coordinamento con le imprese distributrici di gas naturale e le stazioni appaltanti il medesimo servizio

Si concorda con la generale necessità di coordinare i Piani di sviluppo delle infrastrutture energetiche di un determinato territorio, comprendendo non solo le imprese distributrici di gas naturale ma anche gli operatori del servizio di teleriscaldamento. In particolare, appare **condivisibile l'individuazione di un soggetto** – nel caso specifico la Stazione Appaltante dell'ATEM, ma potrebbe essere individuato un soggetto diverso – che **coordini gli operatori energetici** presenti sul territorio in modo da **armonizzare la pianificazione energetica**, rendendola compatibile con i fabbisogni futuri e con i molteplici obiettivi da raggiungere (es. decarbonizzazione, qualità del servizio, sicurezza di erogazione, etc.), **minimizzando** così il **rischio di duplicazione di investimenti** e il conseguente **impatto negativo sulle tariffe** pagate dagli utenti. Tuttavia, si evidenziano **numerose criticità**, in particolare connesse al fatto che, **non** essendoci in capo **agli operatori energetici** sopra richiamati **alcun obbligo di condivisione** dei propri Piani sviluppo e conseguentemente delle **informazioni sensibili** in essi contenute, difficilmente il processo di coordinamento auspicato dall'Autorità potrà effettivamente concretizzarsi. Potrebbe essere una **soluzione maggiormente abilitante** attribuire il ruolo di **soggetto coordinante** alla stessa **Autorità**.

Inoltre, in uno scenario come quello sopra descritto, appare ancor più importante la definizione di una **congrua tempistica** che – come già sottolineato per il punto S2 – tenga conto delle **complesse attività di coordinamento tra i vari soggetti** coinvolti.

S10. Osservazioni in merito al coordinamento con altri soggetti e, in particolare, con charging point operator ai fini dell'identificazione periodica delle richieste per infrastrutture di ricarica

Lo sviluppo della mobilità elettrica negli ultimi anni è stato contestualmente accompagnato da un proliferare di operatori (CPO), che si interfacciano con il Distributore per sottoporre **richieste di connessione**, sempre crescenti in volume, **che spesso non si concretizzano** e generano un **effort notevole sulle strutture commerciali e tecniche** della stessa impresa distributtrice.

In uno scenario del genere, caratterizzato da **un'elevatissima incertezza** nell'**effettiva concretizzazione** delle richieste di connessione da parte dei CPO, il **Distributore non ha sufficienti elementi per pianificare** correttamente lo **sviluppo della rete gestita**, dovendosi basare su delle semplici "intenzioni di connessione" per le infrastrutture di ricarica.

A tal proposito appare condivisibile la **necessità di coordinamento tra Distributore e CPO**, che però – proprio a causa dell'elevato numero di CPO presenti sul mercato, certamente destinato ad aumentare nei prossimi anni – deve **trovare modalità attuative più efficaci ed efficienti** in modo

tale da garantire al Distributore:

- **visibilità sui piani di sviluppo dei CPO** operanti nei territori gestiti dal Distributore stesso
- elementi per definire la **probabilità** che il **piano di sviluppo del CPO** si **realizzi concretamente**.

Pertanto, si propone – a titolo esemplificativo – il possibile **utilizzo di una piattaforma condivisa** sulla quale ciascun CPO potrebbe caricare il proprio piano di sviluppo, in cui dovrà essere indicato il **posizionamento geografico** delle infrastrutture di ricarica, la **potenza richiesta**, la **probabilità di realizzazione** secondo una scala a 3 livelli e il **periodo di messa in esercizio**. Tali informazioni, raccolte per tutti i CPO e una volta aggregate, sarebbero visibili esclusivamente all'impresa distributrice che gestisce lo specifico territorio, consentendole di avere un quadro completo dello sviluppo futuro delle infrastrutture di ricarica e, conseguentemente, di pianificare correttamente gli interventi necessari al potenziamento della rete di distribuzione. Tale piattaforma potrebbe essere anche implementata nell'ambito della Piattaforma Unica Nazionale (PUN) per le colonnine di ricarica, di cui rappresenterebbe una sottosezione dedicata all'evoluzione prospettica dell'infrastruttura di ricarica

S11. Osservazioni in merito all'introduzione di un rapporto annuale sulle performance di ciascuna impresa distributrice e sulle relative tempistiche

Seppur si condivida l'introduzione di un rapporto annuale sulle performance dell'impresa distributrice, si esprime perplessità relativamente alle **tempistiche stringenti** proposte (settembre 2024) tenendo conto che ad oggi i KPI da monitorare non sono ancora ben definiti. Si reputa opportuno, quindi, in prima battuta, definire in modo dettagliato gli indicatori da monitorare e le relative specifiche tecniche e, solo a partire da tale momento, prevedere un tempo congruo per l'avvio del monitoraggio e la predisposizione del rapporto.

S12. Osservazioni in merito all'introduzione di un rapporto di monitoraggio dell'avanzamento degli interventi

Si condivide la proposta di inserimento del monitoraggio dell'avanzamento del Piano di sviluppo. Come già indicato nello schema riportato all'Osservazione S.2, si propone l'adozione del **31 marzo** come possibile **data di pubblicazione** del rapporto di monitoraggio **negli anni pari** (non di Piano).

S13. Osservazioni in merito agli investimenti per l'ammodernamento di colonne montanti vetuste, sia nell'ambito dei Piani di sviluppo, sia in relazione a possibili azioni da parte delle imprese distributrici o dell'Autorità

Alla luce di un riscontro non soddisfacente della sperimentazione e del relativo meccanismo incentivante presso gli utenti finali, riteniamo che il Distributore debba essere maggiormente supportato con idonei e nuovi strumenti normativi. Non valutando né esaustive né risolutive le

proposte indicate nei punti 13.6 e 13.7 del Documento, **si propone un intervento a livello normativo** tale per cui il CEI imponga nella CEI 0-21 **l'obbligo di spostamento del contatore in locale centralizzato anche in caso di richiesta di aumento di potenza contrattuale fino ad un valore maggiore o uguale a 4kW**. In alternativa, si potrebbe prevedere un onere aggiuntivo in bolletta per gli utenti che, avendo il contatore non centralizzato, non procedano alla centralizzazione o all'ammodernamento della colonna montante secondo i dettami della sperimentazione a fronte di specifica comunicazione da parte del Distributore. È un dato di fatto che l'impresa distributrice in assenza della collaborazione del condominio non può unilateralmente agire in autonomia per risolvere la problematica.

S14. Osservazioni in merito al trattamento degli interventi di armonizzazione delle tensioni di rete

Come al punto precedente, riteniamo condivisibile l'orientamento dell'Autorità. Segnaliamo però come, anche in questo caso, sia necessaria una modifica della normativa tecnica vigente. In particolare, la CEI 0-16 dovrebbe essere modificata prevedendo **l'interruzione della fornitura o l'introduzione di opportuni corrispettivi** (esempio il CTS e CTSm) in grado di **sensibilizzare l'utenza**, da applicare per tutti quegli impianti che non vengano rinnovati **entro 6 mesi** dalla comunicazione di cambio tensione della rete alimentante.

S15. Osservazioni in merito alla scelta degli indicatori di prestazione delle reti di distribuzione e a potenziali meccanismi incentivanti collegati a tali indicatori

Si condivide la proposta di ricorrere ad indicatori di prestazione delle reti di distribuzione e potenziali meccanismi incentivanti. Si propone tuttavia di ricorrere all'utilizzo di **indicatori esistenti** e, in aggiunta, dei **KPI introdotti con il PNRR**. Sarebbe inoltre utile raccogliere tutti gli indicatori esistenti in **un unico Testo integrato** che diventerebbe di riferimento per il Distributore.

Riteniamo opportuno segnalare che per quanto riguarda **l'energia reattiva**, gli assorbimenti e le immissioni della stessa **non** dovrebbero essere **considerati dei KPI prestazionali dell'infrastruttura** in quanto non sempre la presenza di energia reattiva sulle reti deve essere necessariamente considerata un aspetto negativo. Per contro, potrebbe essere utile valutare l'utilizzo del **profilo di tensione nei punti di interconnessione con la RTN**.

S16. Osservazioni in merito a possibili istanze di esclusione di interventi ancora da avviare che presentano un bilancio negativo tra costi attesi e benefici attesi

Accogliamo positivamente la proposta dell'Autorità in merito alla possibilità di esclusione dal Piano di quegli interventi pianificati il cui rapporto tra costo e beneficio diventi inferiore ad uno.

Visto anche quanto evidenziato al punto 17.4 del Documento, si segnala come, anche nel caso di

Unareti, spesso vengano riscontrati **ritardi e difficoltà nella realizzazione** degli interventi a causa delle tempistiche relative all'**ottenimento delle autorizzazioni**. A tal proposito si propone all'Autorità di prevedere la **possibilità di escludere dal Piano** anche quegli **interventi** per i quali il necessario **iter autorizzativo non** venga finalizzato in un **tempo congruo rispetto alla media**, tenuto conto della zona territoriale in cui è previsto l'intervento stesso.

S17. Osservazioni in merito agli orientamenti sulla modifica dell'ambito di applicazione della regolazione incentivante per gli anni 2023-2024

Nessuna osservazione.

S18. Osservazioni in merito alla tempistica per le istanze di ammissione al meccanismo incentivante l'incremento della resilienza e alla tempistica per le consuntivazioni

Nessuna osservazione.

S19. Osservazioni in merito agli orientamenti sull'evoluzione dello schema di regolazione incentivante della resilienza

Accogliamo **positivamente** la proposta dell'Autorità in merito alla possibilità di aggiornare il meccanismo incentivante prevedendo uno **schema di sola premialità**. Riteniamo però opportuno che, in seguito alla riduzione del premio previsto ad oggi, venga **rimosso** oppure **rimodulato il cap** ad oggi applicato nell'algoritmo di calcolo della premialità ottenibile. In particolare, questo livello massimo potrebbe essere alzato al **30÷35 %** oppure potrebbe essere **calcolato sulla base dei costi consuntivati C** e non su quelli preventivati C'.

S20. Osservazioni in merito alla valorizzazione dell'energia non fornita attesa

Non si condivide la proposta di ARERA di introdurre un'unica valorizzazione dell'energia non fornita indipendentemente dalla tipologia di utenza ai fini del calcolo dei benefici attesi, **riducendone** contestualmente il **valore a 27 €/KWh**, dal momento che tale previsione potrebbe rendere **estremamente difficoltosa** per il Distributore **l'individuazione di interventi** caratterizzati da un **rapporto B/C > 1** e, in ogni caso, per progetti ricadenti nella fattispecie aventi diritto a premialità, la quantificazione di quest'ultima porterebbe ad un ammontare molto esiguo. Tale situazione potrebbe riflettersi negativamente su una valutazione prospettica di costo-opportunità per il Distributore.

Anche in seguito al fenomeno dell'elettrificazione dei consumi, si propone invece **l'inserimento** di ulteriori criteri per il **calcolo del beneficio complessivo** dell'intervento effettuato.

A titolo esemplificativo, un intervento effettuato per aumentare la resilienza (i.e. interramento di una linea aerea), potrebbe contestualmente permettere di aumentare l'Hosting Capacity e l'elettrificazione

del Sistema stesso. Pertanto, l'inserimento di un **nuovo parametro** in grado di esprimere una **valorizzazione economica complessiva** delle **esternalità positive** generate da un singolo intervento potrebbe ulteriormente **ottimizzare la scelta degli investimenti da incentivare** che, a parità di costo, determinano potenzialmente il maggior "valore aggiunto" per gli utenti finali.

Si propone inoltre di tenere in considerazione, analogamente all'energia non fornita, **l'energia non immessa**. L'attuale contesto di crisi energetica ed il trend di forte crescita del PUN hanno contribuito ad evidenziare l'importante ruolo della generazione distribuita per il bilanciamento dei picchi di carico sulla rete elettrica. Di conseguenza la mancata immissione in rete da parte di un *prosumer* potrebbe tradursi in un danno economico sia per il Sistema che per l'utente stesso.

S21. Osservazioni in merito alle possibili deroghe dal TIC per la promozione dell'elettrificazione in nuove aree

Pur condividendo l'impostazione di base del meccanismo proposto da ARERA nel Documento, per formulare un giudizio maggiormente puntuale e circostanziato si evidenzia la necessità di effettuare **analisi più approfondite** che tengano conto delle possibili casistiche incontrate dal Distributore. Proprio ai fini di una **definizione standardizzata delle diverse fattispecie** che potrebbero ricadere nella regola indicata dall'Autorità, si ritiene opportuno declinare da parte del Regolatore quali dovranno essere i **criteri per la clusterizzazione** (ad esempio, per morfologia del territorio, per numero di utenti serviti o per distanza dalla Cabina Primaria o Secondaria più vicina).

S22. Osservazioni in merito agli orientamenti dell'Autorità riguardo il riconoscimento tramite fattore correttivo g di costi riconducibili ad obblighi normativi o specifiche disposizioni dell'Autorità

S23. Osservazioni in merito agli orientamenti dell'Autorità riguardo gli investimenti in reti di alta tensione e cabine primarie e il riconoscimento tramite fattore correttivo g dei costi già sostenuti o relativi ad investimenti già avviati

S24. Osservazioni in merito agli orientamenti dell'Autorità riguardo gli investimenti indotti da nuova capacità di generazione distribuita

S25. Osservazioni in merito agli orientamenti dell'Autorità riguardo gli investimenti per rifacimenti rete a seguito di calamità naturali o eventi assimilabili

S26. Osservazioni in merito alle modalità di presentazione delle istanze e ai possibili contenuti delle istanze

Con riferimento alle imprese di distribuzione di energia elettrica che servono fino a 25.000 POD e, quindi, soggette a tariffa parametrica ex delibera 237/2018/R/eel si reputa opportuno segnalare che il combinato disposto delle disposizioni normative applicabili (in particolare in merito al diritto di

accesso alla rete, per cui non sono previsti vincoli rispetto all'economicità della richiesta) e delle attuali disposizioni regolatorie in materia di tariffa (ricavi ammessi calcolati su base parametrica e non puntuale) rischiano di porre in serio rischio l'equilibrio degli operatori (di piccole dimensioni) coinvolti che sempre più ricevono richieste di connessione, che non possono declinare, che richiedono investimenti di ammontare elevato solo in piccola parte coperti dal relativo contributo di allacciamento calcolato come oggi previsto dal TIC/TICA e la cui restante parte resta in capo al distributore, in quanto non riconosciuta in tariffa. Per far fronte a tali fattispecie, determinate in primis dalla normativa vigente, si reputa necessario modificare coerentemente la regolazione vigente agendo sulle modalità di calcolo del contributo di connessione o prevedendo un ristoro tariffario della quota parte degli investimenti necessari alla connessione non coperta dal contributo.

Conclusioni

Sebbene il Documento si inserisca nel percorso di recepimento delle indicazioni contenute nell'art. 23 del D. Lgs. 210/2021 finalizzate ad una definizione strutturalmente standardizzata del contenuto dei Piani di sviluppo, si rinnova l'esigenza di una **idonea gradualità** nel **passaggio ai nuovi criteri** compilativi fissati da ARERA, oltre al **maggiore livello di disclosure**, anche sotto il profilo dei metodi di analisi quantitativa adottati.

Le proposte indicate dal Regolatore, seppur condivisibili in termini generali e soprattutto sotto il profilo dello sviluppo selettivo degli investimenti, presentano non solo una notevole **livello di discontinuità** rispetto ai Piani precedenti ma anche una **granularità informativa non richiesta dalla normativa primaria**. A tal proposito e alla luce della tempistica estremamente compressa definita da ARERA, si auspica che venga accolta la richiesta di poter elaborare il Piano di sviluppo 2023 in continuità con quelli precedenti.

Inoltre, l'**assenza** ad oggi di un **quadro regolatorio** che definisca chiaramente una **metodologia standardizzata di calcolo** di specifici **indicatori di costo** applicabile alla valutazione delle differenti tipologie di investimento potrebbe comportare per il Distributore il **rischio di esporre** all'interno del proprio Piano **grandezze economiche scarsamente comparabili** con quelle riportate dalle altre imprese distributrici, generando così **un'informazione distorsiva per l'Autorità**.

Per avere una prima formulazione dei suddetti criteri regolatori, sarebbe pertanto opportuno attendere quantomeno **l'avvio della fase di consultazione del ROSS-integrale** e i **relativi focus group** che saranno avviati, posto che, come già indicato in premessa, i **business plan** formulati dagli operatori in tale ambito dovranno essere considerati da ARERA come **documenti ulteriori e non sovrapponibili con i Piani di sviluppo**.

Infine, si ritiene utile porre all'attenzione dell'Autorità la necessità di effettuare **l'aggiornamento** di alcuni aspetti specifici della **regolazione incentivante output-based** considerando sia il **beneficio atteso nel suo complesso** per il Sistema sia gli **impatti** che tali modifiche potrebbero generare **per il Distributore** sulla sua **valutazione di costo-opportunità** dei vari interventi.