

COMMENTI E OSSERVAZIONI AL DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE 239/2024/R/EEL – ORIENTAMENTI IN MATERIA DI SCENARI PER I PIANI DI SVILUPPO DELLE RETI ENERGETICHE

Con il presente Documento il Gruppo A2A formula le proprie considerazioni in relazione agli orientamenti illustrati dall'Autorità nel **Documento per la Consultazione 239/2024/R/eel** (di seguito: il Documento) riguardante, con specifico riferimento al settore dell'energia elettrica, le **attività** che le imprese distributrici dovranno implementare per la **definizione di ipotesi specifiche locali di scenario** rilevanti per lo sviluppo delle **reti di distribuzione**.

Tale Documento, che si colloca nell'ambito del procedimento avviato con la Delibera 23/2024/R/com per l'aggiornamento delle disposizioni in materia di Piani di Sviluppo della rete di trasporto del gas naturale e di quelle energetiche, nonché dei relativi scenari propedeutici alla loro redazione, intende illustrare gli orientamenti dell'Autorità in merito a:

1. I **requisiti minimi** per l'elaborazione del documento di descrizione degli **scenari per i Piani di sviluppo delle reti di trasmissione e trasporto**,
2. La **definizione di ipotesi specifiche locali di scenario** rilevanti per lo **sviluppo delle reti di distribuzione elettrica**, da effettuarsi in coerenza con il principio in base al quale tutti i Piani di Sviluppo infrastrutturali siano riconducibili alle medesime ipotesi di scenario e prevedano una **verifica di coerenza**, a valle di uno stretto coordinamento con Snam-Terna e di interazione con gli utenti della rete, in particolare i *Charging Point Operator (CPO)*, le istituzioni locali, i Distributori di gas naturale e le Stazioni Appaltanti il servizio di distribuzione del gas naturale.

Premessa

Pur condividendo la posizione già espressa dall'Autorità in diversi contesti e in precedenti consultazioni in base alla quale tutti i Piani di sviluppo infrastrutturali devono essere riconducibili alle medesime ipotesi di scenario, si ritiene che sarebbe stato **maggiormente efficace** avviare la presente consultazione a valle della **predisposizione** del documento congiunto in corso di predisposizione da parte dei distributori¹, con **un'ottimizzazione del processo di elaborazione** dei già **numerosi e complessi documenti strumentali** alla **redazione dei Piani di Sviluppo**.

Inoltre, tenuto conto delle *milestone* indicate da ARERA e degli orientamenti volti a **garantire l'interazione** con i **numerosi stakeholder** per la definizione delle ipotesi di scenario locale, anche considerando la potenziale ottimizzazione della localizzazione dei punti di prelievo (sia in prelievo che immissione), si ritengono **eccessivamente stringenti le tempistiche** per finalizzare i documenti richiesti.

Di seguito si riportano i principali punti di attenzione che A2A ritiene utile evidenziare, contestualizzandoli opportunamente nell'ambito delle attività operative specifiche delle diverse società del Gruppo al fine di coglierne gli impatti più rilevanti derivanti dagli orientamenti espressi dall'Autorità nel presente documento.

¹ Le imprese distributrici con almeno 100.000 POD serviti avevano ricevuto, in conseguenza di quanto prescritto dall'art. 61 TIQD e dall'art. 3 della Delibera 296/2023/R/eel, un chiaro mandato di proporre all'Autorità entro il 30 settembre p.v. un documento comune e congiuntamente concertato riguardante la struttura dei Piani, la metodologia utilizzata per definire sia una tassonomia standardizzata sia le categorie elementari degli investimenti con i relativi criteri di stima dei costi unitari operativi e di capitale, nonché il metodo di elaborazione degli scenari da effettuare in coordinamento con Terna e in coerenza con il Piano di sviluppo della RTN.

S 10. Osservazioni in merito alle tempistiche per le attività relative agli scenari per i piani di distribuzione.

S 11. Osservazioni in merito al documento e alla metodologia comune delle imprese di distribuzione per identificare le ipotesi di scenario specifiche locali.

In considerazione delle criticità connesse alle attività propedeutiche all'elaborazione dei Piani di distribuzione già evidenziate in premessa, potrebbe essere ragionevole ipotizzare le seguenti tempistiche implementative per i documenti richiamati rispettivamente ai punti 11.5 e 11.7 del documento in oggetto:

- **entro il 31 marzo 2025** per i **criteri applicativi comuni** limitando l'attività del 2025 a questo documento per poi prevederne la **pubblicazione routinaria entro il 30 novembre 2026** e nei **successivi anni pari** per i necessari aggiornamenti,
- **entro il 31 marzo 2027** (e nei successivi anni dispari) per il **documento congiunto di scenari** di distribuzione in modo da finalizzarlo contestualmente al termine per la trasmissione del piano di sviluppo pre-consultazione all'Autorità.

La rimodulazione delle scadenze temporali proposta consentirebbe, inoltre, di meglio **consolidare il documento di criteri programmatici comuni per la redazione dei Piani di Sviluppo** a cui i Distributori stanno lavorando ormai da alcuni mesi e finalizzato a definire, tra le altre cose, una metodologia univoca, sufficientemente roduta e avallata dall'Autorità in relazione alla **granularità informativa** da utilizzare ai fini delle **categorie elementari di investimento** e all'**analisi costi-benefici**.

S 12. Osservazioni in merito alle verifiche di coerenza e all'interazioni con le istituzioni locali.

Nella fissazione delle specifiche **ipotesi locali** di scenario, la prevista **interlocazione** con le **istituzioni locali** e i **Distributori gas** per l'ottimizzazione della pianificazione territoriale e dei criteri di localizzazione dei nuovi impianti di generazione di energia elettrica (soprattutto da fonte rinnovabile), dovrà prevedere, **chiari e univoci criteri di interazione** e, soprattutto, di **recepimento** da parte dei distributori delle osservazioni pervenute dagli *stakeholder*. Solo così, infatti, sarebbe possibile garantire una complessiva **ottimizzazione del processo** e consentire una **verifica di coerenza** quanto più oggettiva possibile sia con gli **scenari nazionali** della **trasmissione elettrica** e del **trasporto gas** che con l'**evoluzione prospettica del settore energetico** considerata per la definizione dei documenti di **pianificazione pluriennale** allegati ai **bandi di gara** per l'affidamento del servizio di **distribuzione del gas naturale** su base d'ambito (c.g. **bandi ATEM**)².

E' infatti necessario tenere in opportuna considerazione che, nel contesto di una prospettica evoluzione della distribuzione gas su base d'ATEM, si potrebbero riscontrare notevoli **difficoltà ad ottenere informazioni** e un **atteggiamento collaborativo** da parte dei **Distributori gas**, i quali difficilmente sarebbero disposti a fornire ad un altro soggetto che non sia un Ente istituzionale (la Stazione Appaltante dell'ATEM), e come tale "neutrale" in termini concorrenziali, i dati necessari a sviluppare lo scenario energetico locale, non essendo peraltro previsto alcun obbligo normativo in tal senso in capo a tali operatori. Pertanto, sarebbe opportuno **individuare un interlocutore istituzionale** che coordini le attività tra le varie imprese di distribuzione e che garantisca il corretto scambio di informazioni per la definizione degli scenari congiunti.

Inoltre, per un esaustivo sviluppo degli scenari energetici, si ritiene necessario **coinvolgere** anche i **soggetti che gestiscono le reti di teleriscaldamento**, dal momento che tale vettore energetico ha un impatto locale, sia attuale che prospettico, assolutamente non trascurabile in alcune specifiche zone del Paese (ad esempio, Brescia nel caso di A2A).

²Ci si riferisce, in particolare, alle valutazioni degli effetti di sostituzione del vettore gas con quello elettrico.

Considerando quanto sopra descritto, è evidente che i **tempi proposti da ARERA non sono compatibili** con le **complesse attività di coordinamento necessarie**, che ragionevolmente dovrebbero prevedere, in prima battuta, l'individuazione di un soggetto istituzionale che coordini le attività e lo scambio di dati e informazioni e, a valle di ciò, la determinazione di un modello quantitativo comune per definire l'evoluzione dei principali trend energetici e la successiva consultazione pubblica dei risultati così ottenuti.

S 13. Osservazioni in merito alla tempistica di interazione e raccolta di input per la pianificazione delle reti da parte dei soggetti con esigenze di connessione di nuovi carichi o carichi addizionali che vanno a sostituire usi finali dell'energia attualmente non elettrificati.

Si ritiene **non percorribile la timeline** prevista da ARERA all'art. 13.8, in quanto incompatibile con le tempistiche necessarie all'adeguata definizione e pianificazione di tutte le fasi del processo di interazione, raccolta ed elaborazione degli input dai soggetti interessati.

In dettaglio, per le finalità in analisi il Distributore dovrà: 1) definire le modalità di pubblicizzazione della propria disponibilità ad incontrare gli stakeholder ("call for input"), definendo anche quali mezzi di comunicazione attivare a tal fine; 2) organizzare specifici incontri finalizzati ad illustrare il contesto di riferimento, sia normativo-regolatorio che tecnico, e illustrare quali dati si attende di ottenere, in quale formato e entro quale termine; 3) ottenere i necessari dati previsionali ed elaborarli al fine di ottenere stime quantitative utili a definire le previsioni di carico localizzate sui territori gestiti; 4) incrociare tali elaborazioni con le disponibilità di infrastrutture adeguatamente dimensionate, prevedendone anche i necessari interventi di sviluppo.

Alla luce di quanto descritto e considerando anche i tempi di pubblicazione del provvedimento finale a valle dell'attuale fase di consultazione, è quindi evidente che un tale processo **non possa essere espletato entro il termine del 30 novembre 2024 proposto nel documento**.

Inoltre, limitatamente al rapporto con i Charging Point Operator (**CPO**) si evidenzia che, da una parte, già da tempo i distributori hanno messo a disposizione **canali e/o strumenti informatici** per svolgere, anche in autonomia, le opportune verifiche tecniche in merito alla disponibilità di sufficiente capacità nell'area di interesse del CPO e, dall'altra, che nell'ambito degli attuali **criteri** per la **concessione dei contributi PNRR³** per la realizzazione di **nuove infrastrutture di ricarica** è prevista, tra i requisiti dei progetti ammissibili, la disponibilità del preventivo di connessione o di *"altra idonea documentazione relativa alla comunicazione formale con il gestore della rete di distribuzione avvenuta tramite la richiesta, da parte del soggetto proponente, di una determinata potenza in uno specifico luogo per l'installazione di una stazione di ricarica e l'attestazione, da parte del gestore della rete, della disponibilità della capacità della rete elettrica nell'area interessata dall'installazione della stazione di ricarica nonché l'indicazione dei potenziali costi di connessione alla rete elettrica"*. A fronte di tali previsioni le parti, anche tramite le rispettive associazioni di categoria, stanno **ultimando un protocollo di intesa** volto a individuare le **modalità operative** e le relative **tempistiche** di tali comunicazioni e attestazioni.

S 14. Osservazioni in merito alle proposte mirate a favorire la localizzazione efficiente dei carichi (nuovi o addizionali) con flessibilità nella scelta della propria localizzazione

³ Cfr, DM MASE 18 marzo 2024

Prima di entrare nel merito dello spunto di consultazione, si evidenzia che le **modalità di pianificazione e sviluppo business** di soggetti operanti nel settore – libero – dei servizi di ricarica dei veicoli elettrici e in particolare dei **Charging Point Operator** (CPO, i.e. i soggetti che, tra i potenziali utilizzatori delle infrastrutture di distribuzione dell'energia elettrica in prelievo, sono quelli dotati di una maggiore – sebbene relativa – flessibilità in termini di localizzazione) partono da **tutt'altri presupposti** che l'analisi della **disponibilità attuale e potenziale di potenza** in prelievo dalla rete di distribuzione di energia elettrica.

Al contrario, tali analisi sono basate sull'individuazione del **mix ottimale tra aumento delle infrastrutture** di ricarica e del loro **utilizzo medio** al fine di raggiungere gli **obiettivi di redditività e cash-flow** desiderati e fissati nell'ambito di una più ampia pianificazione industriale; una volta definiti tali grandezze, l'operatore avvia una fase di “*scouting*” finalizzata ad individuare le **opportunità concrete di business** che gli possano permettere di raggiungere gli obiettivi fissati. Quest'ultima fase si concretizza, tra le altre cose, nell'analisi **dei bandi di gara** aperti dagli Enti Locali per l'installazione, sul proprio territorio, di impianti di ricarica di veicoli elettrici e/o nello **sviluppo di proposte commerciali** da presentare poi a soggetti pubblici e privati.

A valle dell'aggiudicazione della gara o della finalizzazione della proposta commerciale, l'operatore passa quindi alla **fase più strettamente operativa** della propria attività che comprende l'individuazione della **localizzazione** dell'infrastruttura – tenendo conto di tutti i vincoli a cui tale attività è sottoposta –, la richiesta di connessione e la sua successiva realizzazione e, infine, l'attivazione della fornitura e dell'infrastruttura di ricarica. In questa fase il CPO **condivide immediatamente** tutte le informazioni **certe** sulle proprie prossime installazioni con i distributori territorialmente competenti; d'altra parte, la condivisione di informazioni inerenti procedimenti non ancora conclusi rischierebbe di fornire ai distributori input non corretti per la predisposizione dei propri piani, dato che le paventate esigenze di potenza che potrebbero poi non concretizzarsi o concretizzarsi con tempi e potenze differenti⁴.

In altre parole, quindi, la localizzazione può essere immaginata come una “**variabile dipendente**” del processo e non il driver primo del processo di pianificazione di tali soggetti.

Conseguentemente, le proposte in commento – così come quelle in materia di pubblicazione di mappe di capacità di cui al successivo spunto di consultazione – a fronte di oneri non indifferenti per i Distributori, rischiano di avere una **utilità molto limitata** proprio per i soggetti a favore dei quali sono state sviluppate.

Passando alla proposta in materia tariffaria avanzata nel documento, se ne sottolinea da una parte il **limitato potenziale incentivante** e, dall'altra, l'**elevata difficoltà implementativa**, dato che tale proposta implica, alternativamente:

- La creazione di una **nuova categoria contrattuale** basata **non su aspetti tecnico-oggettivi** (tensione, potenza ecc), bensì su **aspetti soggettivi**, come l'aver aderito o meno ad una proposta di localizzazione. Ciò avrebbe l'esito, **non auspicabile**, che per il medesimo utente (e.g. il CPO A) e per oggetti della stessa natura (i.e. IdR in MT) il **distributore** debba **fatturare il servizio** applicando **tariffe distinte** per l'IdR MT del CPO A che ha aderito alla proposta di localizzazione e l'IdR MT B, sempre del CPO A, che non ha aderito, eventualmente per cause al di fuori dal controllo del CPO stesso (che sarebbe peraltro necessario individuare).

⁴ i.e. Nei casi, rispettivamente, di gara non aggiudicata o di gara aggiudicata ad altro CPO che ha proposto modelli di colonnine di diverso modello

- La necessità di **censire**, presso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (**CSEA**), tutti gli IdR MT che hanno **aderito** alla **proposta** di localizzazione del distributore territorialmente competente, così da permettere la **restituzione** della **quota parte** della **tariffa** direttamente al **CPO titolare** della stessa.

Si ravvede, altresì, il **rischio** di **riduzione** dello **stimolo** ad adottare, da parte di questi soggetti, **soluzioni tecnologiche** che negli ultimi anni risultano **sempre più performanti** e **accessibili** dal punto di vista **economico** (ad esempio, sistemi di accumulo e sistemi di gestione ottima delle risorse attraverso *Energy Management System*).

S 15. Osservazioni in merito alla pubblicazione, anche su piattaforma digitale, di mappe di capacità della rete di distribuzione (hosting capacity e load capacity)

S 16. Osservazioni in merito alle tempistiche e agli approcci da adottare nelle prime fasi di pubblicazione delle mappe di capacità (indicativamente corrispondenti all'anno 2025)

La **pubblicazione** delle **mappe di hosting capacity** e di **load capacity**, così come proposta nel documento, potrebbe a nostro giudizio **generare più rischi che opportunità**. Difatti, a fronte dell'**onere**, anche economico, connesso alla loro predisposizione, pubblicazione e aggiornamento, si avrebbe una "cristallizzazione" delle informazioni, anche di tipo previsivo, ad una certa data che genererebbe una "**fotografia**" **statica** del **contesto energetico di riferimento** entro cui valutare la potenziale localizzazione delle connessioni di nuovi impianti di generazione e nuovi o incrementali carichi, **rendendo così le mappe vetuste già nel breve termine**, soprattutto alla luce della dinamicità che caratterizza la rete di distribuzione.

Inoltre, il **livello di complessità** – e del connesso onere – della definizione delle mappe relative alla hosting capacity risulterebbe estremamente **significativo** rispetto, ad esempio, a quello già notevole riscontrato nell'ambito della creazione delle mappe per le CER, in quanto verrebbero richieste ai Distributori **specifiche analisi sulle reti** che **difficilmente** possono essere **semplificate** né tantomeno **generalizzate**.

A ciò si dovrebbe aggiungere lo **stretto coordinamento** con le **imprese distributrici sottese** che servono **un numero di utenti inferiore ai 100.000**, che quindi non sono soggetti obbligati all'elaborazione e alla pubblicazione dei Piani di Sviluppo. Tale attività, a carico dei Distributori di maggiori dimensioni, si renderebbe necessaria al fine di creare e gestire mappe relative a territori di competenza di quelli dimensionalmente inferiori, **limitando** in tal modo l'area di **incertezza informativa** e il livello di **discrezionalità** nella **verifica di accuratezza**, con cui verrebbero altrimenti trattati questi dati.

Si ritiene pertanto indispensabile stabilire un **criterio** che tenga conto delle **peculiarità di tutti i Distributori**, garantendo così un **approccio adeguato e funzionale** per la realizzazione di queste mappe.

In considerazione di quanto sopra esposto, ai fini della costruzione e pubblicazione delle mappe di capacità (*hosting e load capacity*) si propone di adottare una **soluzione simile** a quella adottata nel **modello francese**⁵, che potrebbe essere basata su una piattaforma Nazionale elaborata dal GSE o da Terna. Nello specifico, nell'ambito di tale modello ciascun Distributore comunicherebbe al gestore della piattaforma la posizione approssimata delle proprie cabine primarie e un set di dati relativi a:

- Nome CP
- Livello di tensione
- Potenza di trasformazione

⁵ Cfr. <https://www.capareseau.fr/>

- Potenza passiva connessa
- Potenza attiva connessa
- Potenza passiva potenzialmente connettibile
- Potenza attiva potenzialmente connettibile

Le suddette informazioni potrebbero essere **aggiornate ad ogni Piano di sviluppo** e riportate in una mappa in situazione “**As-is**” e “**To-be**” a **3 anni**. Non si ritiene invece realistica l’elaborazione di una mappa con un orizzonte temporale maggiore di 3 anni in quanto la dinamicità delle richieste di connessione alla rete di distribuzione è notevolmente maggiore rispetto a quella propria della rete di trasmissione.

S 17. Osservazioni in merito alla pubblicazione dei dati di stato della rete e degli output delle analisi di scenario

Si ritiene opportuno valutare la **definizione da parte di ARERA di un set di KPI** – valido per tutti i Distributori – che dovrà essere adeguatamente **pubblicizzato** e **condiviso con i diversi stakeholder**, al fine di mettere a fattor comune lo stato della rete e degli output delle analisi di scenario. Tali KPI dovrebbero essere costruiti in modo da **non dare evidenza di informazioni sensibili** (incluse quelle di tipo commerciale) e, pertanto, potrebbero essere una ri-elaborazione dei dati disponibili (es. aggregazione, rapporti, etc.), escludendo, in particolare, l’esposizione puntuale e dettagliata di quelli territoriali.

Infine, per meglio rappresentare l’**efficienza dell’infrastruttura di ricarica** in termini di utilizzo della **potenza disponibile**, si propone di adottare un approccio alternativo rispetto all’utilizzo del profilo di carico. In particolare, si ritiene maggiormente efficace per la corretta pianificazione degli interventi sulla rete un KPI, quale ad esempio il *coefficiente di utilizzazione (Ku)*, definito come:

$$Ku = E_{\text{erogata}} / (8760 * P_{\text{contrattualizzata}})$$

Conclusioni

Le **tempistiche** proposte nel documento risultano **troppo stringenti** in considerazione della **quantità** e **complessità** dei documenti che il Distributore deve produrre, peraltro in **coordinamento** con i Piani di sviluppo di Terna e Snam e a valle di un **complesso** processo di **condivisione** con numerosi – e tra loro molto diversi - *stakeholder* in un’ottica di efficientamento della pianificazione locale.

A tal proposito, si evidenzia che nel documento in analisi **non** sono **fornite indicazioni** né su potenziali **modalità di interazione**, né su **criteri standardizzati di massima** per effettuare le necessarie verifiche di coerenza, lasciando così spazio al rischio che ciascuna impresa adotti l’impostazione maggiormente idonea alle proprie specificità operative e territoriali.

Infine permangono **grossi dubbi** sia sull’**utilità concreta** per gli utenti della pubblicazione, così come proposta nel documento, delle **mappe di capacità** della rete di distribuzione sia sull’**incompatibilità** tra le tariffe incentivanti ipotizzate dal Regolatore nella presente consultazione e il ricorso da parte del Distributore di servizi di flessibilità locale per ottimizzare la gestione della propria rete elettrica in quanto si ritiene che una tale proposta possa **ridurre l’opportunità di sviluppo** di questo nuovo mercato, in particolare in termini di bacino d’utenza potenziale e quindi di scalabilità futura delle iniziative ad oggi implementate da alcune imprese a livello di progetto pilota.