



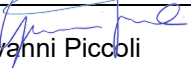

	Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da AcegasApsAmga S.p.A.		
	REV. 0		PAG. 1 di 6
	ASSET MANAGEMENT		


ESITI DELLA CONSULTAZIONE PUBBLICA

REV. 0	30/06/2025	Emissione	
REDAZIONE	ASSET MANAGEMENT Pianificazione degli Investimenti Energia	DATA 30/06/2025	FIRMA Ing. Fabio Fontanot 
	DIREZIONE RETI ENERGIA Conduzione e Manutenzione Energia Elettrica	DATA 30/06/2025	FIRMA Ing. Paolo Manià 
VERIFICA	ASSET MANAGEMENT	DATA 30/06/2025	FIRMA Ing. Daniele Galazzo 
	DIREZIONE RETI ENERGIA	DATA 30/06/2025	FIRMA Ing. Stefano Maestri 
APPROVAZIONE TECNICA	DIREZIONE RETI	DATA 30/06/2025	FIRMA Ing. Giovanni Piccoli 

	Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da AcegasApsAmga S.p.A.		
	REV. 0		PAG. 2 di 6
	ASSET MANAGEMENT		

Sommario

1. Premessa	3
2. Osservazioni ricevute e relative controsservazioni	3
Osservazione n. 1	3
Osservazione n. 2	3
Osservazione n. 3	3
Osservazione n. 4	4
Osservazione n. 5	4
Osservazione n. 6	4
Osservazione n. 7	5
Osservazione n. 8	5

	Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da AcegasApsAmga S.p.A.		
	REV. 0		PAG. 3 di 6
	ASSET MANAGEMENT		

1. Premessa

Il presente documento è pubblicato in ottemperanza all'art. 1 lettera c) della deliberazione ARERA n. 296/2023/R/EEL come aggiornata con deliberazioni n. 614/2023/R/EEL, 472/2024/R/EEL, e 521/2024/R/EEL, che recita:

“in esito alla consultazione, ciascuna impresa distributrice con almeno 100.000 clienti finali presenta il proprio piano di sviluppo all'Autorità, eventualmente aggiornato in base a quanto emerso della consultazione, entro il 30 novembre 2023, unitamente alle osservazioni ricevute e alle proprie controsservazioni, con indicazioni delle modifiche apportate”

2. Osservazioni ricevute e relative controsservazioni

Osservazione n. 1

Il dato inerente alla potenza idroelettrica installata a Gorizia riportato a pagina 18, pari a “[omissis] ... quasi 5 MW ... [omissis]”, risulta discordante con quanto riportato nell'allegato C1 a pagina 34 pari a “[omissis] ... circa 6 MW ... [omissis]”. Si chiede di chiarire tale incongruenza.

Risposta n. 1

Trattasi di refuso, il valore corretto (fonte: portale Gaudì) è 6,060 MW, in conformità a quanto riportato nell'allegato C1; nel testo definitivo è indicato “circa 6 MW”.

Osservazione n. 2

In Figura 14 a pagina 26 sono riportati nello stesso grafico dati di energia immessa in rete e potenza installata nei territori analizzati. Risultano però mancanti l'asse verticale secondario e l'unità di misura sull'asse verticale principale, rendendo così difficoltosa l'interpretazione del grafico. Si chiede di implementare tali elementi in Figura 14

Risposta n. 2


I valori annui di energia immessa (colonne azzurre e verdi) sono espressi in GWh, i valori della potenza rinnovabile installata (linea arancione) in MW, come indicato nella legenda.

Osservazione n. 3

Le valutazioni descritte a pagina 28 nel paragrafo 6.c Scenari di resilienza climatica sono state condotte considerando gli scenari RCP4.5 e RCP8.5, non analizzando quindi lo scenario RCP2.6. Si chiede di motivare tale scelta.

Risposta n. 3

I Percorsi Rappresentativi di Concentrazione (Representative Concentration Pathways, RCP) RCP4.5 e RCP8.5 vengono definiti dall'Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) rispettivamente come “Scenario intermedio di forte mitigazione con messa in atto di iniziative che permettano di limitare le emissioni di CO2 sotto i livelli attuali” e “Scenario pessimistico di nessuna mitigazione con crescita

	Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da AcegasApsAmga S.p.A.		
	REV. 0		PAG. 4 di 6
	ASSET MANAGEMENT		

delle emissioni ai ritmi attuali”, mentre lo scenario RCP2.6 corrisponde a quello più ottimistico con “Mitigazione aggressiva con misure che permettano di raggiungere i livelli preindustriali in termini di emissioni di CO2 entro il 2100”. Per l’analisi di resilienza climatica si è ritenuto di considerare gli scenari RCP4.5 e RCP8.5, più cautelativi rispetto al più ottimistico RCP2.6, per valutare la sensibilità dell’infrastruttura ai cambiamenti climatici con un grado di sicurezza maggiore, coerentemente con gli approcci seguiti da diversi soggetti autorevoli, quali la: Comunicazione della Commissione Europea relativa agli Orientamenti tecnici per infrastrutture a prova di clima nel periodo 2021-2027, l’agenzia Jaspers (Joint Assistance to Support Projects in European Regions) della Commissione Europea e della Banca Europea per gli Investimenti (BEI), il portale del Centro Euro-Mediterraneo sui Cambiamenti Climatici (CMCC) dedicato agli scenari climatici e la pubblicazione “Il clima futuro in Italia: analisi delle proiezioni dei modelli regionali” a cura di ISPRA.

Osservazione n. 4

Nella Tabella 12 a pagina 41 viene riportata una nuova capacità di trasformazione MT/BT pari a 0,013 MVA; tale dato appare però in contrasto con quanto riportato nella nota a piè di pagina ad essa riferita e che specifica “Di cui 4,395 MVA subordinati alla ... [omissis]”. Si chiede di chiarire tale incongruenza.

Risposta n. 4

Il valore corretto del progetto “Rafforzamento Smart Grid” è di 6,465 MVA (ovvero 6.141,75 kW a $\cos\Phi=0,95$, come da nota integrativa inviata al Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica ns. prot. 27386 dd. 26.02.2025) ed il valore totale della nuova capacità di trasformazione MT/BT è pari a 14,855 MVA; nel testo definitivo sono stati riportati i valori corretti, sia nella Tabella 12 sia nella nota a piè di pagina ad essa riferita.

Osservazione n. 5

In merito alle Schede degli interventi riportate nell’allegato A si evidenzia che nella scheda dell’intervento acegasapsamga-PdS2025-009 a pagina 17 si riporta l’intenzione di realizzare 0,012995 prese, dato che sembra non coerente con quelli riportati nelle schede degli altri interventi. Si chiede di chiarire il dato in questione.


Risposta n. 5

Trattasi di refuso, nell’intervento acegasapsamga-PdS2025-009 non sono previste prese; nel testo definitivo sono riportati i valori corretti.

Osservazione n. 6

In merito allo Scenario energetico territoriale riportato nell’allegato C1 si evidenzia quanto segue:

- A pagina 24 non viene definita né nel testo né nella Tabella 10 l’unità di misura dei dati riportati in quest’ultima. Si chiede di inserire l’unità di misura;*
- Nel paragrafo 3.3.4 Scenario PER a pagina 27 si fa erroneamente riferimento al dato di Tabella 6 riferito al settore industriale anziché a quello dei trasporti. Si chiede di correggere il riferimento in questione;*
- Nella Tabella 17 a pagina 48 per il territorio Trieste + Gorizia nello scenario Bottom-up viene riportata una variazione di energia immessa al 2030 rispetto al 2023 pari al +-10%. Trattasi verosimilmente di*

	Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da AcegasApsAmga S.p.A.		
	REV. 0		PAG. 5 di 6
	ASSET MANAGEMENT		

errore di battitura poiché non coerente con i dati riportati all'interno del paragrafo. Si chiede di correggere il punto in questione;

- d) *A pagina 48 non viene definita né nel testo né nella Tabella 17 l'unità di misura dei dati riportati in quest'ultima per gli anni 2024-2030. Si chiede di inserire l'unità di misura.*

Risposta n. 6

- a) L'unità di misura è MWh; nel testo definitivo l'informazione è presente.
- b) Trattasi di refuso nel testo, leggasi "i tassi di crescita indicati in Tabella 6 per il settore trasporti"; ciò nondimeno, il calcolo sottostante i grafici di figura 37 e 38 sono correttamente riferiti al tasso di crescita 2019-30 del 10,8% annuo (CAGR), riportato nell'ultima riga della sezione "Elettricità" di tabella 6 e calcolato partendo dalle informazioni riportate nel P.E.R. relativi ai mezzi elettrici; nel testo definitivo il paragrafo 3.3.4 riporta il riferimento corretto.
- c) Trattasi di refuso, il valore ha segno negativo; nel testo definitivo il segno è corretto.
- d) L'unità di misura è MWh; nel testo definitivo l'informazione è presente.

Osservazione n. 7


Nelle linee guida riportate nell'allegato C dello "Schema del Piano di Sviluppo delle reti di distribuzione dei Comuni di Trieste e Gorizia per il periodo 2025-2029", non sono presenti indicazioni riguardanti la costruzione e l'esercizio dell'impianto fotovoltaico da 4,85 MWe a servizio dell'impianto di produzione di idrogeno, autorizzato dalla Regione Autonoma Friuli Venezia Giulia con Decreto n. 18459/GRFVG del 10.04.2025. Tale impianto rientra nel progetto finanziato dall'Unione Europea Next Generation EU PNRR Missione 2 Componente 2 Investimento/Sub-Investimento 3.1 - M2c2i3.1 Cor 15862961 Cup D93d23000030004 - E dal Bando Horizon-Jti Cleanh2-2022-06-01 Hydrogen Valleys.

Risposta n. 7

Per quanto riguarda l'allegato C "Criteri comuni per la definizione delle ipotesi locali di scenario dei DSO con oltre 100.000 punti di prelievo" posto in consultazione come allegato allo schema di Piano di sviluppo per eventuali commenti da considerare ai fini della successiva edizione dei piani di sviluppo ai sensi dell'art. 61 comma 3 dell'Allegato A alla deliberazione ARERA n. 617/2023/R/EEL come novellata dalla deliberazione ARERA n. 392/2024/R/COM, trattasi di documento di indirizzo generale a valenza nazionale, che non prevede indicazioni riferite alle singole realtà locali. Qualora ci si riferisse all'allegato C1, l'impianto fotovoltaico da 4,85 MWe sarà ad esclusivo servizio dell'attiguo impianto di produzione di idrogeno, e pertanto non avrà impatti significativi sulla rete elettrica di distribuzione gestita da AcegasApsAmga, oggetto del Piano di Sviluppo; il fabbisogno di 2MW è garantito nell'ambito dell'intervento acegasapsamga-PdS2025-009.

Osservazione n. 8

Nelle medesime linee guida non sono riportate indicazioni riguardanti i due cogeneratori di gas metano con potenza pari a 2,5 MWe e 2 MW termici da installare in Porto Vecchio, nell'ambito della proposta di Partenariato Pubblico Privato (PPP) ai sensi dell'art. 193, comma 1, del D.Lgs. 36/2023 finalizzata al recupero e alla valorizzazione del Porto Vecchio. Si ritiene opportuno dedicare un capitolo delle linee guida all'analisi delle ripercussioni sullo sviluppo della rete di distribuzione da parte dei progetti in corso di realizzazione nell'ambito del PNRR.

	Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da AcegasApsAmga S.p.A.		
	REV. 0		PAG. 6 di 6
	ASSET MANAGEMENT		

Risposta n. 8

Per quanto riguarda l'allegato C "Criteri comuni per la definizione delle ipotesi locali di scenario dei DSO con oltre 100.000 punti di prelievo" posto in consultazione come allegato allo schema di Piano di sviluppo per eventuali commenti da considerare ai fini della successiva edizione dei piani di sviluppo ai sensi dell'art. 61 comma 3 dell'Allegato A alla deliberazione ARERA n. 617/2023/R/EEL come novellata dalla deliberazione ARERA n. 392/2024/R/COM, trattasi di documento di indirizzo generale a valenza nazionale, che non prevede indicazioni riferite alle singole realtà locali. Qualora ci si riferisse all'allegato C1, la CdS è stata indetta il 24 aprile 2025, dopo il termine della predisposizione dello schema di Piano di Sviluppo 2025-29, fissato al 31 marzo 2025 dall'art. 2 della deliberazione ARERA n. 296/2023/R/EEL come aggiornata con deliberazioni 614/2023/R/EEL, 472/2024/R/EEL, 521/2024/R/EEL; l'analisi delle ripercussioni sullo sviluppo della rete di distribuzione sarà eventualmente inserita nei successivi aggiornamenti del Piano.