

DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE

239/2024/R/COM

**ORIENTAMENTI IN MATERIA DI SCENARI
PER I PIANI DI SVILUPPO DELLE RETI ENERGETICHE**

Documento per la consultazione per la formazione di provvedimenti nell'ambito dei procedimenti avviati con le deliberazioni dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente 22 marzo 2022, 121/2022/R/EEL e 30 gennaio 2024, 23/2024/R/COM

Mercati di incidenza: energia elettrica e gas naturale

18 giugno 2024

Premessa

Il presente documento per la consultazione si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 30 gennaio 2024, 23/2024/R/COM, riguardante l'aggiornamento delle disposizioni in materia di Piano di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale e di scenari per i Piani di sviluppo delle reti energetiche.

Il documento espone gli orientamenti dell'Autorità in materia di elaborazione degli scenari, propedeutici alla redazione dei Piani di sviluppo delle reti energetiche. In quest'ultimo ambito, il documento fa seguito al documento per la consultazione 20 aprile 2023, 173/2023/R/EEL per uno sviluppo maggiormente selettivo degli investimenti nelle reti di distribuzione dell'energia elettrica e per la progressiva introduzione di disposizioni (requisiti minimi) per la consultazione e la predisposizione dei Piani di sviluppo delle reti di distribuzione elettrica, nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione 22 marzo 2022, 121/2022/R/EEL.

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità le proprie osservazioni e proposte in forma scritta, compilando l'apposito modulo interattivo disponibile sul sito internet dell'Autorità o, in alternativa, all'indirizzo di posta elettronica certificata (protocollo@pec.arera.it) entro il **15 luglio 2024**.*

Si fa riferimento all'Informativa sul trattamento dei dati personali, in merito alla pubblicazione e alle modalità della pubblicazione delle osservazioni. Con riferimento alla pubblicazione delle osservazioni, di cui al punto 1, lettera b), della stessa Informativa, si specifica ulteriormente che i partecipanti alla consultazione che intendano salvaguardare la riservatezza di dati e informazioni, diversi dai dati personali, dovranno motivare tale richiesta contestualmente all'invio del proprio contributo alla presente consultazione, evidenziando in apposite appendici le parti che si intendono sottrarre alla pubblicazione. In tale caso i soggetti interessati dovranno inviare su supporto informatico anche la versione priva delle parti riservate, destinata alla pubblicazione qualora la richiesta di riservatezza sia accolta dagli Uffici dell'Autorità.

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente
Direzione Infrastrutture Energia
Piazza Cavour 5 - 20121 - Milano

*email: protocollo@pec.arera.it
sito internet: www.arera.it*

INFORMATIVA SUL TRATTAMENTO DEI DATI PERSONALI

ai sensi dell'art. 13 del Regolamento UE 2016/679 (GDPR)

La disciplina della partecipazione ai procedimenti di regolazione dell'ARERA è contenuta nella deliberazione 649/2014/A. Ai sensi dell'articolo 4.2 della disciplina in parola, l'ARERA non riceve contributi anonimi.

1. Base giuridica e finalità del trattamento

a. Trattamento dei dati personali raccolti in risposta alle consultazioni

Si informa che i dati personali trasmessi partecipando alla consultazione pubblica saranno utilizzati da ARERA (Titolare del trattamento), nei modi e nei limiti necessari per svolgere i compiti di interesse pubblico e per adottare gli atti di sua competenza ai sensi della normativa vigente, con l'utilizzo di procedure anche informatizzate. Il trattamento è effettuato in base all'articolo 6, par. 1 lett. e) del GDPR.

b. Pubblicazione delle osservazioni

Le osservazioni pervenute possono essere pubblicate sul sito internet di ARERA al termine della consultazione. I partecipanti alla consultazione possono chiedere che, per esigenze di riservatezza, i propri commenti siano pubblicati in forma anonima. Una generica indicazione di confidenzialità presente nelle comunicazioni trasmesse non sarà considerata una richiesta di non divulgare i commenti.

I partecipanti alla consultazione che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, delle osservazioni e/o documentazione inviata, sono tenuti ad indicare quali parti delle proprie osservazioni e/o documentazione sono da considerare riservate e non possono essere divulgate. A tal fine, i partecipanti alla consultazione sono tenuti a trasmettere una versione non confidenziale delle osservazioni destinata alla pubblicazione.

c. Modalità della pubblicazione

In assenza delle indicazioni di cui al punto b) della presente Informativa (richiesta di pubblicazione in forma anonima e/o divulgazione parziale), le osservazioni sono pubblicate in forma integrale unitamente alla ragione sociale/denominazione del partecipante alla consultazione. La ragione sociale/denominazione del partecipante alla consultazione che contenga dati personali è oscurata. Sono altresì oscurati tutti i dati personali contenuti nel corpo del contributo inviato e che possano rivelare l'identità di persone fisiche identificate o identificabili. I dati personali delle persone fisiche che rispondono alla consultazione nella loro capacità personale sono oscurati. Sono altresì oscurati tutti i dati personali contenuti nel corpo del contributo inviato e che possano rivelare l'identità del partecipante alla consultazione.

2. Modalità del trattamento e periodo di conservazione dei dati

Dei dati personali possono venire a conoscenza i Capi delle Strutture interessate dall'attività di regolamentazione cui è riferita la consultazione, nonché gli addetti autorizzati al trattamento. I dati saranno trattati mediante supporto cartaceo e tramite procedure informatiche, con l'impiego di misure di sicurezza idonee a garantirne la riservatezza nonché ad evitare l'indebito accesso agli stessi da parte di soggetti terzi o di personale non autorizzato. Tali dati saranno conservati per un periodo massimo di 5 anni.

3. Comunicazione e diffusione dei dati

I dati non saranno comunicati a terzi, fatti salvi i casi in cui si renda necessario comunicarli ad altri soggetti coinvolti nell'esercizio delle attività istituzionali del Titolare e i casi specificamente previsti dal diritto nazionale o dell'Unione Europea.

4. Titolare del Trattamento

Titolare del trattamento è ARERA, con sede in Corso di Porta Vittoria, 27, 20122, Milano, e-mail: info@arera.it, PEC: protocollo@pec.arera.it, centralino: +39 02655651.

5. Diritti dell'interessato

Gli interessati possono esercitare i diritti di cui agli articoli 15-22 del GDPR rivolgendosi al Titolare del trattamento agli indirizzi sopra indicati. Il Responsabile della Protezione dei Dati personali dell'Autorità è raggiungibile al seguente indirizzo: Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, Corso di Porta Vittoria, 27, 20122 Milano, e-mail: rpd@arera.it.

Gli interessati, ricorrendone i presupposti, hanno altresì il diritto di proporre reclamo al Garante per la protezione dei dati personali, quale autorità di controllo, o di adire le opportune sedi giudiziarie.

INDICE

PARTE I ASPETTI INTRODUTTIVI.....	7
1. Scenari per i Piani di sviluppo delle reti energetiche	7
2. Oggetto della consultazione e struttura del documento	8
3. Executive summary: principali orientamenti	9
PARTE II ORIENTAMENTI PER LA PREDISPOSIZIONE DEL DOCUMENTO DI DESCRIZIONE DEGLI SCENARI SNAM-TERNA.....	12
4. Responsabilità e approccio all’elaborazione degli scenari.....	12
<i>Orientamenti dell’Autorità</i>	<i>12</i>
5. Tempistiche di pubblicazione del documento di descrizione.....	13
<i>Orientamenti dell’Autorità</i>	<i>15</i>
6. Coinvolgimento degli stakeholder e raccolta di input.....	15
<i>Orientamenti dell’Autorità</i>	<i>16</i>
7. Orizzonti temporali degli scenari.....	17
<i>Orientamenti dell’Autorità</i>	<i>18</i>
8. Costruzione degli scenari	19
<i>Orientamenti dell’Autorità</i>	<i>20</i>
9. Trasparenza e pubblicazione dei dati di input e output.....	21
<i>Orientamenti dell’Autorità</i>	<i>22</i>
PARTE III ORIENTAMENTI PER LA DEFINIZIONE DI IPOTESI DI SCENARIO PER I PIANI DI SVILUPPO DELLA DISTRIBUZIONE ELETTRICA.....	24
10. Premessa	24
11. Tempistiche per le attività relative agli scenari per i piani di distribuzione	24
<i>Orientamenti dell’Autorità</i>	<i>25</i>
12. Ipotesi specifiche locali delle imprese di distribuzione dell’energia elettrica e relative verifiche di coerenza	26
<i>Orientamenti dell’Autorità</i>	<i>28</i>
13. Raccolta di input da parte degli utenti della rete e localizzazione efficiente dei carichi	28
<i>Orientamenti dell’Autorità</i>	<i>30</i>
14. Pubblicazione di mappe di hosting capacity e di load capacity.....	31

<i>Orientamenti dell’Autorità</i>	33
15. Trasparenza e pubblicazione dei dati di stato della rete e degli output delle analisi di scenario	35
<i>Orientamenti dell’Autorità</i>	36

PARTE I ASPETTI INTRODUTTIVI

1. Scenari per i Piani di sviluppo delle reti energetiche

- 1.1 Nella prospettiva della transizione ecologica, pianificazione e sviluppo delle infrastrutture energetiche assumono una rilevanza centrale e abilitante del processo di trasformazione del sistema energetico che si trova a fronteggiare esigenze molteplici, che variano dall'integrazione di generazione da fonti rinnovabili alla domanda crescente di energia elettrica, solo per citare alcuni esempi.
- 1.2 Una corretta pianificazione infrastrutturale non può prescindere da una visione sistemica delle infrastrutture energetiche e dalla definizione di scenari energetici di lungo periodo, nei quali collocare le valutazioni dei benefici e dei costi dei singoli interventi di sviluppo.
- 1.3 La proposta di direttiva che stabilisce norme comuni per i mercati interni del gas rinnovabile, del gas naturale e dell'idrogeno, sul cui testo Parlamento europeo e Consiglio hanno raggiunto l'accordo provvisorio a dicembre 2023¹ (di seguito: accordo sulla nuova direttiva gas e idrogeno), assegna ai gestori di rete degli Stati membri il compito di una pianificazione infrastrutturale ottimale che tenga conto dei crescenti legami tra vettori energetici diversi; la direttiva prevede, inoltre, uno scenario sviluppato ogni due anni congiuntamente dagli operatori delle infrastrutture, inclusi i gestori delle reti di distribuzione di gas naturale, idrogeno, elettricità e, ove applicabile, teleriscaldamento (articolo 51, comma 2, nella versione provvisoria di dicembre 2023, prima della numerazione finale di articoli e commi che avviene con la pubblicazione nella Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea).
- 1.4 Il medesimo accordo sulla nuova direttiva gas ed idrogeno stabilisce che gli scenari congiunti debbano essere in linea con gli scenari europei definiti ai sensi dell'articolo 12 del nuovo Regolamento (UE) 2022/869 (di seguito: Regolamento TEN-E), con il Piano Nazionale Integrato Energia Clima (di seguito: PNIEC) e i suoi successivi aggiornamenti, nonché favorire gli obiettivi di neutralità climatica sanciti dagli articoli 2(1) e 4(1) del Regolamento (UE) 2021/1119 (cd. Legge Europea sul Clima). Tali scenari dovranno essere approvati dall'autorità nazionale (articolo 51, comma 2 e articolo 72, comma 1).
- 1.5 Riguardo a piani di sviluppo europei e relativi scenari, il nuovo Regolamento TEN-E ha previsto che ENTSO-E (la Rete europea di gestori del sistema di trasmissione elettrica) e ENTSG (la Rete europea di gestori del sistema di trasporto gas) predispongano ogni due anni scenari congiunti per i *Ten Year Network Development Plan* (TYNDP), sulla base di *framework guideline* predisposte dall'Agenzia dell'Unione Europea per la cooperazione tra i regolatori dell'energia ACER (articolo 12).

¹ <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-16516-2023-INIT/en/pdf>.

- 1.6 Con riferimento all'attività di definizione degli scenari per i piani nazionali di trasmissione elettrica e di trasporto gas, in linea con quanto avviene nel contesto europeo con gli scenari congiunti di ENTSO-E e ENTSOG, l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: l'Autorità) ha previsto da diversi anni uno sviluppo coordinato degli scenari del gestore del sistema di trasmissione (Terna S.p.A., di seguito: Terna) e dell'impresa maggiore di trasporto (Snam Rete Gas S.p.A., di seguito: Snam), a partire dalle deliberazioni 28 settembre 2017, 654/2017/R/EEL, e 19 ottobre 2017, 689/2017/R/GAS. Nel corso degli anni, già prima della richiesta di scenari congiunti Snam-Terna, l'Autorità ha progressivamente introdotto disposizioni specifiche in tema di scenari nell'ambito delle deliberazioni 4 novembre 2016, 627/2016/R/EEL (di seguito: deliberazione 627/2016/R/EEL)², e 27 settembre 2018, 468/2018/R/GAS (di seguito: deliberazione 468/2018/R/GAS)³.
- 1.7 Per quanto riguarda il settore della distribuzione elettrica, il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, nel prevedere l'obbligo per i gestori delle reti di distribuzione dell'energia elettrica con almeno 100.000 clienti finali di elaborare, con cadenza biennale, un piano di sviluppo della rete di competenza, ha stabilito che tale Piano sia coerente con il Piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale, e pertanto con le ipotesi di scenario ivi sottese (articolo 18, comma 3).
- 1.8 Già nelle premesse della deliberazione 22 febbraio 2022, 65/2022/R/COM, l'Autorità ha indicato l'opportunità di procedere, alla luce dell'esperienza dei successivi piani di sviluppo di distribuzione elettrica e dei piani di sviluppo di trasmissione elettrica e di trasporto gas 2023, a una consultazione riguardo l'introduzione di ulteriori requisiti minimi per gli scenari dei piani di sviluppo delle reti energetiche, incluse le relative scadenze, tenendo anche conto degli sviluppi legislativi in corso in sede europea.
- 1.9 Inoltre, nelle medesime premesse, l'Autorità ha indicato l'opportunità che, nella predisposizione degli scenari per i piani di sviluppo, Snam e Terna assicurino ampia partecipazione dei soggetti interessati e, in particolare, delle imprese distributrici di energia elettrica e di gas, anche al fine di favorire coerenza tra gli scenari di tutti i piani di sviluppo delle reti elettriche.
- 1.10 Nel documento per la consultazione 20 aprile 2023, 173/2023/R/EEL, l'Autorità ha espresso l'orientamento ancora più marcato che tutti i Piani di sviluppo infrastrutturali siano riconducibili alle medesime ipotesi di scenario e a un coordinamento crescente tra le imprese distributrici, l'impresa maggiore della rete di trasporto del gas naturale e il gestore della rete di trasmissione nazionale.

2. Oggetto della consultazione e struttura del documento

- 2.1 Il presente documento per la consultazione si inquadra nell'ambito dei procedimenti avviati con la deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 2024, 23/2024/R/COM, con riferimento all'aggiornamento delle disposizioni in materia

² Si veda in particolare l'articolo 4, comma 2, dell'Allegato A alla deliberazione 627/2016/R/EEL.

³ Si vedano in particolare l'articolo 4, commi da 5 a 7, dell'Allegato A alla deliberazione 468/2018/R/GAS.

di scenari per i Piani di sviluppo delle reti energetiche e di Piano di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale, e con la deliberazione 22 marzo 2022, 121/2022/R/EEL, in relazione a obblighi e poteri dell’Autorità riguardanti i piani di sviluppo dei gestori delle reti di distribuzione dell’energia elettrica.

2.2 Il presente documento è finalizzato a:

- a) sottoporre a consultazione gli orientamenti dell’Autorità per i Requisiti minimi per l’elaborazione del documento di descrizione degli scenari per i Piani di sviluppo delle reti di trasmissione e trasporto (Parte II);
- b) illustrare gli orientamenti in merito alle attività delle imprese distributrici (per il momento del solo settore dell’energia elettrica) per la definizione di ipotesi specifiche locali di scenario rilevanti per lo sviluppo delle reti di distribuzione (Parte III).

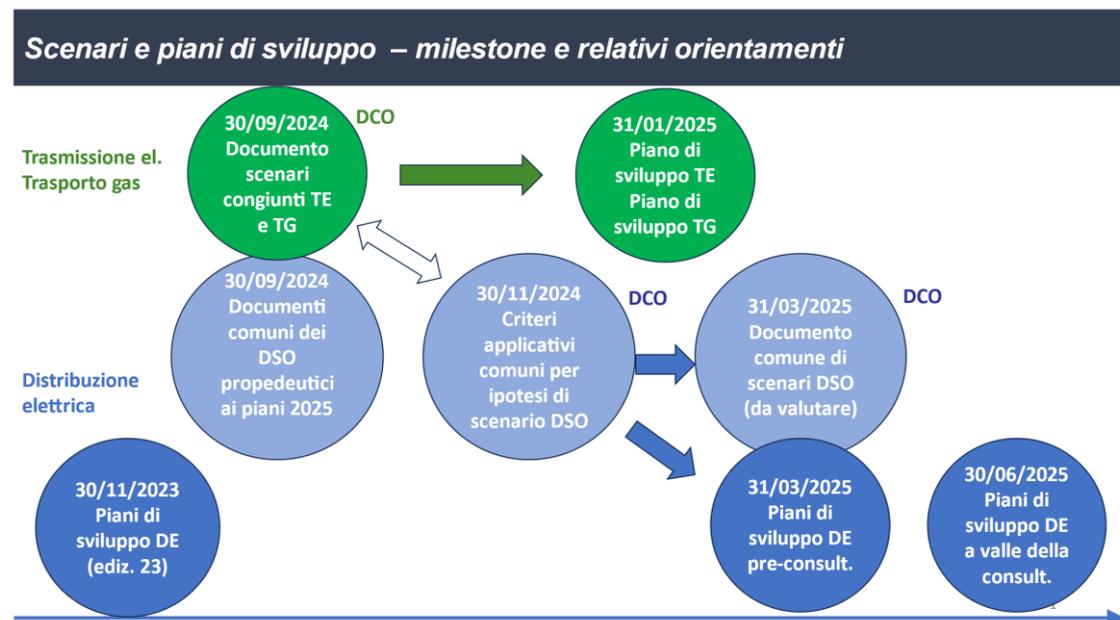
3. Executive summary: principali orientamenti

3.1 Il presente documento per la consultazione illustra i seguenti principali orientamenti in relazione agli scenari per i Piani di sviluppo delle reti di trasmissione e trasporto:

- a) il termine per la presentazione all’Autorità e la pubblicazione dell’edizione del documento di descrizione degli scenari sia confermato al 30 settembre 2024;
- b) il termine per la presentazione all’Autorità e la pubblicazione delle edizioni del documento di descrizione degli scenari successive al 2024 sia fissato al 31 luglio di ciascun anno pari;
- c) sia favorito il coinvolgimento degli *stakeholder* nel processo di elaborazione del documento di scenari (a partire dall’edizione 2026); a tale riguardo sono indicate possibili opzioni che saranno valutate in esito alla consultazione;
- d) siano considerate (a partire dall’edizione 2026) forme di interlocuzione e di *input* da parte di tutti i possibili (attuali e potenziali) utenti del sistema energetico;
- e) sia confermata l’elaborazione di scenari per tre “anni studio” oggetto delle successive simulazioni di mercato e di rete (con orizzonti di breve-medio termine, di medio-lungo termine e di lungo termine rispettivamente);
- f) siano discusse, congiuntamente tra tutti gli operatori, le possibili diverse velocità di *deployment* di alcune tecnologie, al fine di definire ipotesi plausibili per analisi di breve termine (a tre anni) relative alle reti di distribuzione dell’energia elettrica;
- g) siano confermate le attuali disposizioni che prevedono l’adozione di scenari differenziati, su orizzonti temporali di più lungo termine, con riferimento alle ipotesi relative al contesto macroeconomico e ai prezzi delle *commodity*;
- h) sia ulteriormente favorita la trasparenza sui dati di *input* e sui dati di *output* del processo di elaborazione degli scenari; a tale riguardo, viene proposto un possibile set minimo di informazioni da pubblicare in formato elaborabile.

- 3.2 Per quanto riguarda la definizione di ipotesi di scenario specifiche locali per lo sviluppo delle reti di distribuzione, il documento esprime i seguenti orientamenti:
- a) le imprese distributrici siano tenute a predisporre un documento di criteri applicativi comuni per la definizione delle ipotesi specifiche locali di scenario;
 - b) tale documento sia finalizzato entro il 30 novembre degli anni pari a partire dal 2024 e venga successivamente reso disponibile nell'ambito della consultazione pubblica di ogni impresa distributtrice sul proprio piano di sviluppo;
 - c) le imprese distributtrici preparino un documento congiunto di scenari di distribuzione contestualmente al termine per la trasmissione del piano di sviluppo pre-consultazione all'Autorità (31 marzo degli anni dispari);
 - d) un capitolo (o un documento allegato) del piano di sviluppo descriva le interazioni effettuate con le istituzioni locali, nonché le risultanze dei documenti locali di pianificazione energetico-ambientale e territoriale;
 - e) le imprese distributtrici rendano disponibile una finestra per l'interazione con gli *stakeholder* e la raccolta di *input* da parte degli utenti attuali e potenziali del sistema energetico (entro il 30 novembre del 2024 e dei successivi anni pari); in particolare, in tale finestra, sarebbero comunicate le previsioni di installazione di carichi aggiuntivi che vanno a sostituire usi finali dell'energia attualmente non elettrificati;
 - f) la partecipazione alla raccolta di *input* dei soggetti con flessibilità di localizzare in modo efficiente i propri carichi sulla rete di media tensione e la loro successiva accettazione di proposte di localizzazione dei punti di prelievo effettuata dall'impresa distributtrice sia condizione necessaria per l'applicazione di tariffe specifiche (riflessive dei minori costi di uso della rete) a partire dal 1° gennaio 2026;
 - g) le imprese distributtrici pubblichino su piattaforma digitale mappe di *hosting capacity* (per facilità di lettura si propone di usare il termine *hosting capacity* relativamente alla generazione e il termine *load capacity* relativamente al carico), sia con dati effettivi (a maggiore frequenza di aggiornamento) sia con dati previsivi (con aggiornamento contestuale alle edizioni dei piani di sviluppo);
 - h) la prima pubblicazione delle mappe previsive di capacità (sia per l'integrazione della generazione, *hosting capacity*, che del carico, *load capacity*) sia effettuata entro il 31 marzo 2025, in linea con le tempistiche definite per i piani di sviluppo.

Nella figura seguente sono rappresentate graficamente le scadenze per le principali attività di preparazione dei piani di sviluppo e dei relativi scenari. Tali scadenze in alcuni casi sono già definite dalle delibere vigenti e in altri casi (relativamente ai documenti di scenario e ai loro criteri applicativi comuni per la distribuzione elettrica, identificati con il termine “DCO” nel grafico) sono come da orientamenti dal presente documento.



Legenda acronimi: TE trasmissione elettrica, TG trasporto gas, DE distribuzione elettrica, DSO imprese distributrici (distribution system operators), DCO orientamento sulla tempistica formulato nel presente documento per la consultazione

PARTE II

ORIENTAMENTI PER LA PREDISPOSIZIONE DEL DOCUMENTO DI DESCRIZIONE DEGLI SCENARI SNAM-TERNA

4. Responsabilità e approccio all’elaborazione degli scenari

- 4.1 Come aspetto generale, gli operatori di rete hanno la responsabilità di cooperare e di scambiarsi dati e informazioni per quanto utile all’elaborazione di scenari. In particolare, il regolamento europeo (UE) 2019/943 del 5 giugno 2019 (articolo 57, comma 1) dispone che i gestori dei sistemi di distribuzione e i gestori dei sistemi di trasmissione dell’energia elettrica cooperino per pianificare e gestire le rispettive reti e che, al fine di assicurare uno sviluppo e una gestione delle reti efficienti sotto il profilo dei costi, sicuri e affidabili, i gestori dei sistemi di distribuzione e i gestori dei sistemi di trasmissione scambino tutte le informazioni e i dati necessari.
- 4.2 La legge 30 dicembre 2023, n. 214, ha modificato l’articolo 16, comma 4, del decreto legislativo 93/2011 e, per il settore del trasporto del gas, ha previsto che sarà l’impresa maggiore di trasporto (e non più ogni gestore) a procedere ad una stima ragionevole dell’evoluzione in termini di produzione, fornitura, consumo e scambi di gas naturale con altri Paesi.
- 4.3 Per la trasmissione elettrica, l’articolo 36 del decreto legislativo 93/2011, prevede la predisposizione del piano di sviluppo da parte di Terna, ma non fornisce indicazioni specifiche sugli scenari e ipotesi da considerare.
- 4.4 Per la distribuzione elettrica, ai sensi dell’articolo 18, comma 3 del decreto legislativo 28/2011, ciascun gestore di un sistema di distribuzione – alla cui rete sono connessi almeno 100.000 clienti finali – è tenuto a predisporre il piano e i relativi investimenti programmati, *“con particolare riferimento alle infrastrutture necessarie per collegare nuova capacità di generazione e nuovi carichi, inclusi i punti di ricarica per i veicoli elettrici”*.
- 4.5 Le suddette disposizioni assegnano quindi la responsabilità di definire le ipotesi di scenario (generazione elettrica, carico elettrico, produzione e consumo di gas, scambi di gas) ai diversi operatori di rete.
- 4.6 Ai fini dell’obiettivo di definire le medesime ipotesi di scenario per tutti i piani energetici, è da valutare l’attribuzione più efficace delle responsabilità di definizione degli scenari.

Orientamenti dell’Autorità

- 4.7 Considerando l’esperienza di alcuni anni di preparazione di scenari congiunti da parte di Snam e Terna, e la necessità di specificare ipotesi locali per lo studio delle reti di distribuzione (che non sono invece significative per gli scenari per lo studio di trasmissione e trasporto), l’Autorità è orientata a prevedere nel medio termine che:

- a) Snam e Terna continuino a predisporre scenari funzionali ai piani di trasmissione e trasporto (in coerenza con la scenaristica europea e con gli obiettivi nazionali in materia di fonti rinnovabili, di decarbonizzazione e di adeguatezza e sicurezza del sistema energetico – di seguito indicati come obiettivi nazionali del sistema energetico), dopo aver consultato le imprese distributrici;
 - b) le imprese distributrici (per ora solo del settore elettrico e con almeno 100.000 clienti finali) si occupino congiuntamente, o comunque almeno in stretto coordinamento, della definizione delle ipotesi specifiche locali, partendo dalle ipotesi a livello nazionale (o europeo) adottate da Snam e Terna⁴.
- 4.8 Il presente documento avanza inoltre proposte di maggiore coordinamento “verticale” tra Terna e le imprese distributrici di energia elettrica, per meglio gestire gli impatti della transizione energetica e le rapide evoluzioni degli utilizzi dalla rete nel settore elettrico.
- 4.9 L’alternativa di un’unica attività comune da parte di tutti gli operatori di trasmissione/trasporto e di distribuzione non appare preferibile, sia per le possibili complessità di una co-responsabilità così ampia tra tutti gli operatori delle reti energetiche, sia per la potenzialmente modesta rilevanza delle ipotesi specifiche locali di distribuzione per le attività di trasporto/trasmissione.
- 4.10 Anche l’altra alternativa della elaborazione di scenari individualmente definiti da ciascuna impresa distributtrice non risulta preferibile, per i correlati rischi di ipotesi incoerenti tra un distributore e un altro, e risulterebbe potenzialmente incompatibile con il nuovo quadro legislativo, con particolare riferimento al recepimento della nuova Direttiva gas e idrogeno.

S I. Osservazioni in merito alle responsabilità di definizione degli scenari e, in particolare, alla prospettiva di un documento unico di scenario per le reti di distribuzione.

5. Tempistiche di pubblicazione del documento di descrizione

- 5.1 Le disposizioni legislative italiane non definiscono i termini e le tempistiche di predisposizione e consultazione del documento di descrizione degli scenari, limitandosi a disporre che i Piani di sviluppo della trasmissione, del trasporto gas e della distribuzione elettrica, abbiano cadenza biennale, e che, nel caso del Piano di sviluppo della trasmissione elettrica, questo sia presentato all’Autorità e al Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica entro il 31 gennaio di ogni biennio.

⁴ Già nel documento per la consultazione 20 aprile 2023, 173/2023/R/EEL, l’Autorità ha indicato l’orientamento a un documento comune delle imprese distributrici relativo all’identificazione di ipotesi specifiche locali a complemento delle attività di preparazione coordinata Snam e Terna degli scenari di sviluppo del sistema energetico.

- 5.2 La regolazione prevede che l'impresa maggiore di trasporto del gas naturale corredi il Piano di sviluppo con un documento recante la descrizione degli scenari utilizzati, redatto in coordinamento con il gestore del sistema di trasmissione, e che tale documento sia reso pubblico entro il 30 settembre dell'anno precedente l'anno di presentazione dei Piani (comma 6.1, lettera b), della deliberazione 468/2018/R/GAS).
- 5.3 Nel caso della trasmissione, la regolazione (finora non modificata, a seguito della biennializzazione del Piano introdotta dalla legge 11 settembre 2020, n. 120) prevede che il documento di descrizione degli scenari sia reso pubblico entro il 30 settembre di ciascun anno dispari (comma 4.2, Allegato A alla deliberazione 627/2016/R/EEL).
- 5.4 Per i piani di sviluppo della distribuzione elettrica, la deliberazione 28 giugno 2023, 296/2023/R/EEL, ha previsto che, a partire dall'anno 2025, ciascuna impresa distributrice con almeno 100.000 clienti finali presenti lo schema del proprio piano di sviluppo all'Autorità, entro il 31 marzo di ogni anno dispari, prima di sottoporlo a consultazione, mentre non ha previsto tempistiche dedicate per un eventuale documento di descrizione degli scenari.
- 5.5 La regolazione prevede obblighi di coerenza (e motivazione delle eventuali differenze) tra gli scenari dei piani nazionali e quelli dei TYNDP europei. Pertanto, la tempistica di predisposizione degli scenari europei influisce significativamente sulla preparazione degli scenari dei piani nazionali e la pubblicazione degli scenari europei in ritardo alle suddette tempistiche può rendere difficoltosa l'attività di preparazione dei medesimi scenari dei piani nazionali.
- 5.6 Il nuovo Regolamento TEN-E di fatto prevede una frequenza biennale per la predisposizione del documento di descrizione degli scenari di ENTSO-E e ENTSOG, visto che gli scenari congiunti devono precedere ciascuna edizione dei TYNDP e la frequenza dei TYNDP europei è biennale ai sensi del Regolamento (UE) 2019/943 e del Regolamento (CE) 2009/715. La pubblicazione dei TYNDP è finora avvenuta negli anni pari.
- 5.7 A gennaio 2023, ACER ha pubblicato le proprie *framework guideline* per gli scenari dei TYNDP europei⁵. Tale documento richiede che gli scenari dei TYNDP europei siano pubblicati da ENTSO-E e ENTSOG entro la fine degli anni dispari.
- 5.8 La pubblicazione della bozza di *Scenario Report 2024* di ENTSO-E e ENTSOG è avvenuta nell'ultima decade di maggio, in ritardo rispetto alla tempistica richiesta da ACER⁶.

5

https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Framework_Guidelines/Framework%20Guidelines/FG_For_Joint_TYNDP_Scenarios.pdf

⁶ Documenti e dati sono disponibili alla pagina internet <https://2024.entso-tyndp-scenarios.eu/>

Orientamenti dell'Autorità

- 5.9 Dal momento che il processo di elaborazione degli scenari funzionali ai Piani 2025 risulta essere già avviato, e in ragione dei ritardi registrati nella predisposizione degli scenari europei, allo scopo di garantire certezza regolatoria e facilitare la coerenza tra scenari europei e scenari Snam-Terna, l'Autorità intende confermare la scadenza del 30 settembre 2024 per la pubblicazione del documento di descrizione degli scenari utilizzati per l'elaborazione dei piani di sviluppo.
- 5.10 Per quanto riguarda le edizioni successive del documento di descrizione degli scenari, al fine di consentire all'impresa maggiore di trasporto del gas e al gestore della rete di trasmissione nazionale un congruo intervallo di tempo per effettuare le analisi dei *gap* infrastrutturali (che sono successive alla definizione degli scenari), così come le opportune tempistiche per le attività dei distributori (che dovranno effettuare ulteriori valutazioni specifiche locali ai fini dei propri piani), l'Autorità è orientata a prevedere che il termine ultimo per la presentazione all'Autorità e la pubblicazione del documento di descrizione degli scenari sia fissato al 31 luglio di ciascun anno pari.

S 2.Osservazioni in merito alle tempistiche per la trasmissione e pubblicazione del documento di descrizione degli scenari 2024.

S 3.Osservazioni in merito alle tempistiche per la trasmissione e pubblicazione delle edizioni del documento di descrizione degli scenari successive al 2024.

6. Coinvolgimento degli *stakeholder* e raccolta di input

- 6.1 Ad oggi la regolazione non prevede disposizioni specifiche per il coinvolgimento degli *stakeholder* e, in particolare, dei distributori di energia elettrica e gas nell'elaborazione degli scenari. Con il documento per la consultazione 20 aprile 2023, 173/2023/R/EEL, l'Autorità ha indicato di essere orientata a far sì che vi sia un coordinamento crescente tra le imprese distributrici, e Snam e Terna che attualmente predispongono gli scenari per i Piani di sviluppo.
- 6.2 Nella prassi recente, l'elaborazione degli scenari congiunti Snam-Terna ha visto la realizzazione di alcuni *workshop* tematici, coordinati da Snam e Terna, di presentazione e condivisione con i principali *stakeholder* del settore energetico dei contenuti del documento di descrizione degli scenari, con particolare riferimento alle *storyline* per gli scenari energetici di lungo termine in Italia, al numero di scenari da prendere in considerazione e agli anni *target*. Questi *workshop* tematici sono stati organizzati "a inviti" di un'ampia platea di *stakeholder*.
- 6.3 Anche ENTSO-E ed ENTSO-G prevedono una discussione pubblica più concentrata sulle scelte iniziali (i parametri di input adottati per le analisi di

scenario prima della loro adozione definitiva)⁷ che non sulla bozza di rapporto finale di scenari. Inoltre, su richiesta di ACER, gli ENTSO hanno costituito un TYNDP *stakeholder reference group*, che fornisce propri contributi durante il processo di elaborazione degli scenari.⁸

- 6.4 Infine, recentemente, i gestori delle reti tedeschi (di elettricità, gas e idrogeno) hanno lanciato una indagine conoscitiva congiunta volta ad acquisire informazioni, per il tramite di uno specifico questionario, circa caratteristiche e necessità di tutti i reali e potenziali utilizzatori delle reti⁹.

Orientamenti dell’Autorità

- 6.5 L’Autorità intende raccogliere le osservazioni degli *stakeholder*, su eventuali modifiche del processo attualmente previsto per il loro coinvolgimento nel processo di elaborazione del documento di scenari, attraverso una o più delle seguenti opzioni:

- a) uno o più incontri pubblici con gli *stakeholder* (anziché a inviti) nelle fasi preliminari di stesura del documento, finalizzate a condividere input, parametri macroeconomici di partenza e *storyline*;
- b) la conferma dell’attuale approccio di *workshop* “a inviti”, ma con la successiva pubblicazione di presentazione e di una sintesi delle discussioni, anche in forma di osservazioni-controosservazioni;
- c) una specifica consultazione pubblica, dedicata alla presentazione delle ipotesi di input che si intendono adottare per l’elaborazione degli scenari e dei modelli sottesi alle elaborazioni di scenario, unitamente alla raccolta degli esiti della consultazione e delle controdeduzioni alle osservazioni formulate;
- d) sessioni di interazione specificamente dedicate al confronto con i gestori delle reti di distribuzione dell’energia elettrica e del gas naturale, in relazione alla necessità di supportare l’identificazione di ipotesi specifiche locali in particolare con riferimento allo sviluppo atteso della produzione di energia elettrica locale e della domanda, inclusi i punti di ricarica per i veicoli elettrici.

- 6.6 In linea con la recente iniziativa tedesca, a partire dall’edizione 2026, l’Autorità è inoltre orientata a disporre che Snam e Terna prevedano la somministrazione di un questionario – o altre forme di interlocuzione – con tutti i possibili (attuali e potenziali) utenti del sistema energetico a livello “*utility-scale*”, al fine di acquisire informazioni in relazione a: futura produzione di idrogeno, *power-to-gas*, stoccaggio e utilizzo dell’idrogeno o

⁷ Gli ENTSO hanno condotto una prima consultazione sugli “Scenario Input Parameters” tra il 4 luglio e l’8 agosto 2023 <https://www.entsoe.eu/news/2023/07/04/press-release-entso-e-and-entsog-launch-public-consultation-on-tyndp-2024-scenarios-input-parameters-announce-stakeholder-roundtables/>. Al momento, da interlocuzioni in ambito ACER-ENTSO non risulta che sia prevista una consultazione pubblica sul documento di scenari.

⁸ https://www.entsos-tyndp-scenarios.eu/wp-content/uploads/2024/03/SRG_feedback_to_the_preliminary_2024_TYNDP_Scenarios_Results.pdf

⁹ 7 febbraio 2024 -22 marzo 2024. In lingua tedesca: https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2024/01/2024-01-29_PM_FNB-Gas_UeNB_Ankuendigung-Abfrage-Infrastrukturbedarfe-NEP_final.pdf

del gas naturale, accumuli di energia elettrica/idraulica, carico elettrico da nuovi utilizzi (es. *cold ironing*, *data center*, trasporto pubblico locale e infrastrutture di ricarica).

- 6.7 Allo scopo di favorire una buona partecipazione all’iniziativa e quindi una maggiore significatività delle informazioni raccolte, si potrebbe prevedere che:
- la somministrazione del questionario (o le altre forme di interazione) venga effettuata da Terna e Snam con un congruo anticipo rispetto alle attività di analisi ed elaborazione degli scenari, utilizzando applicazioni rese disponibili sui rispettivi siti *web* cui sia garantita massima visibilità;
 - il lancio di tale iniziativa sia accompagnato da almeno un evento pubblico di presentazione, che illustri agli (attuali e potenziali) utenti del sistema energetico gli obiettivi, le finalità e le aspettative della stessa.

S 4.Osservazioni in merito a modalità e tempistiche di coinvolgimento dei distributori e degli stakeholder di cui al paragrafo 6.5.

S 5.Osservazioni in merito a contenuti e modalità di raccolta informazioni dagli attuali e potenziali utenti del sistema energetico.

7. Orizzonti temporali degli scenari

- 7.1 Per la trasmissione elettrica, la deliberazione 627/2016/R/EEL prevede:
- un anno oggetto di studio di breve-medio termine (indicativamente tra i 3 e i 6 anni successivi all’anno del Piano decennale);
 - un anno oggetto di studio di medio-lungo termine (indicativamente tra i 7 e gli 11 anni successivi all’anno del Piano decennale);
 - un anno oggetto di studio di lungo termine, individuato in coerenza con il TYNDP di ENTSO-E.
- 7.2 Per la distribuzione elettrica, le disposizioni del meccanismo incentivante introdotto dal Titolo 10 dell’Allegato A alla deliberazione 27 dicembre 2023, 617/2023/R/EEL (di seguito: TIQD) prevedono che l’analisi economica dei benefici attesi faccia riferimento almeno ad un anno studio di breve-medio termine e ad un anno studio di medio-lungo termine, come definiti dalla suddetta deliberazione 627/2016/R/EEL.
- 7.3 Per il trasporto gas, la deliberazione 468/2018/R/EEL prevede che gli scenari di produzione, fornitura, consumo e scambi di gas naturale con altri Paesi siano definiti coerentemente con l’orizzonte temporale degli scenari considerato nel piano decennale di sviluppo della rete a livello europeo (TYNDP).
- 7.4 A livello europeo, il previgente regolamento TEN-E (Regolamento (UE) 347/2013, oggi sostituito dal Regolamento (UE) 869/2022), ha previsto una serie di dati di input comuni rappresentativi dei sistemi dell’elettricità e del gas

dell'Unione negli anni $n + 5$, $n + 10$, $n + 15$ e $n + 20$, dove «n» è l'anno in cui l'analisi viene effettuata (cfr. Allegato V). Il nuovo Regolamento TEN-E non disciplina specificamente gli aspetti concernenti gli anni studio per le analisi costi benefici (e quindi per gli scenari).

- 7.5 Le *framework guideline* per gli scenari dei TYNDP europei preparate da ACER ai sensi del regolamento TEN-E hanno evidenziato la necessità di costruire scenari con orizzonti temporali coerenti, sviluppati con una prospettiva:
- a) di breve periodo (indicativamente sino a 7 anni dopo l'anno di Piano);
 - b) di medio periodo (indicativamente sino a 10 anni dopo l'anno di Piano);
 - c) di lungo periodo (indicativamente sino a 15 anni dopo l'anno di Piano).
- 7.6 La prospettiva di lungo periodo al 2050 è ritenuta intrinsecamente soggetta a grande incertezza; tuttavia, ACER ritiene che allo scopo di dimostrare il rispetto dei target europei di neutralità climatica degli scenari TYNDP, qualche elemento di prospettiva di lungo periodo al 2050 debba essere incluso.
- 7.7 Lo *Scenario Storyline Report* per il TYNDP 2024, pubblicato da ENTSO-E ed ENTSGO a luglio 2023, prevede di prendere in considerazione diversi anni orizzonte: il 2030 e il 2040 con uno scenario National Trend + (NT+)¹⁰, il 2040 e il 2050 nel caso degli scenari (Distributed Energy 'DE'¹¹ e Global Ambition 'GA'¹²).
- 7.8 Nonostante il requisito nelle *framework guidelines* di ACER, lo schema di Scenario Report non include un intero set di scenari per l'anno 2035. Lo schema di Scenario Report indica che “*Additionally, a snapshot for the 2035 time horizon is provided in the datasets and in the visualisation platform, representing an average between the 2030 and 2040 time horizons*” e lascia spazio a dubbi sulle modalità di “media” adottate per la definizione delle ipotesi di scenario all'anno 2035, che non pare includere una valutazione sulla rapidità di *deployment* di alcune tecnologie.

Orientamenti dell'Autorità

- 7.9 In relazione agli anni oggetto di studio da tenere in considerazione nel documento di descrizione degli scenari Snam-Terna, l'Autorità è orientata ad allineare maggiormente le proprie disposizioni alle *framework guidelines* di ACER (ossia all'incirca “n+5”, “n+10” e “n+15”), di fatto mantenendo la definizione ad oggi

¹⁰ Lo scenario *National Trends* è costruito a partire dalle politiche energia e clima nazionali derivate dai target europei. Lo schema di scenario report indica però che la raccolta dati degli ENTSO è stata condotta nel primo trimestre 2023, prima delle bozze di Piani Nazionali Energia e Clima di giugno 2023, e quindi si registrano differenze tra NT+ e le bozze di Piani Nazionali.

¹¹ Nello scenario *Distributed Energy* si ipotizza una penetrazione più spinta del vettore elettrico con conseguente necessità di una quantità più elevata di fonti rinnovabili non programmabili, di accumuli elettrici e di elettrolizzatori che contribuiranno a contenere l'*overgeneration*.

¹² Nello scenario *Global Ambition* gli obiettivi nazionali del sistema energetico vengono raggiunti grazie all'azione congiunta del contenimento dei consumi, dello sviluppo di energie rinnovabili e all'utilizzo di *Carbon Capture & Storage/Utilization* (CCU/S) per la cattura delle emissioni di processo industriale e di combustione.

già prevista dalla regolazione per la trasmissione elettrica sopra riportata e prevedendo che l'ultimo anno studio sia indicativamente "n+15").

- 7.10 Tale orientamento è collegato all'opportunità di valutare il beneficio di nuovi interventi di sviluppo in particolare nell'anno circa "n+10" che è attualmente il limite temporale per la pianificazione dello sviluppo della rete.
- 7.11 Con la presente consultazione, l'Autorità intende inoltre valutare l'effettiva rilevanza per lo sviluppo delle reti della formulazione di "prospettive" a +25 anni (come accennato nelle *framework guidelines* di ACER), quali possano essere le dimensioni da considerare concretamente e se questa analisi di lunghissimo termine possa essere scorporata dalle analisi di scenario dei Piani che devono essere svolte in tempi contenuti.
- 7.12 Spostando l'attenzione dal lunghissimo termine al breve termine, l'Autorità ritiene che Snam e Terna, di concerto con le imprese distributrici elettriche, analizzino la rapidità di introduzione di nuove tecnologie (es. generazione, accumuli, domanda) in modo che, quando necessario per specifiche analisi delle reti di distribuzione, si possano anche definire ipotesi di breve termine, indicativamente riferite al terzo anno successivo all'anno del Piano.

S 6. Osservazioni in merito alla definizione degli anni studio di riferimento per il documento di descrizione degli scenari Snam-Terna.

S 7. Osservazioni in merito a specifiche ipotesi di breve termine per i Piani della distribuzione.

8. Costruzione degli scenari

- 8.1 La deliberazione 627/2016/R/EEL prevede che gli anni studio di medio-lungo termine e di lungo termine (ossia il secondo e il terzo orizzonte temporale) siano rappresentati mediante almeno due scenari differenziati, al fine di contemperare le incertezze associate ad orizzonti temporali più lunghi.
- 8.2 Analogamente, la deliberazione 468/2018/R/GAS prevede che l'analisi di scenario sia effettuata identificando scenari tra loro contrastanti, in modo da costituire un intervallo di riferimento dell'utilità futura dell'intervento nei diversi scenari considerati.
- 8.3 La definizione di scenari c.d. contrastanti costituisce un importante elemento della valutazione di nuovi investimenti infrastrutturali; l'analisi di scenario nasce infatti dalla necessità di testare le esigenze infrastrutturali proposte nei Piani di sviluppo a fronte di evoluzioni alternative del sistema energetico, che tengono conto degli indirizzi di politica energetica e ambientale previsti a livello nazionale e unionale.

- 8.4 Nell’Opinione 06/2022 sulla bozza di *scenario report* per i TYNDP 2022¹³, ACER ha evidenziato come, nonostante gli sforzi profusi dagli ENTSO per produrre scenari contrastanti, alcune variabili critiche non vengano modificate in maniera consistente, rimanendo confinate a intervalli di variazione molto piccoli, e come tale fenomeno si sia riscontrato soprattutto con riferimento alle ipotesi sul prezzo del gas. Contestualmente, ACER ha evidenziato come fosse auspicabile la reintroduzione, tra gli scenari contrastanti, di uno scenario cd. *slow economy*, come era lo scenario *Current Trends* adottato da ENTSO-E nel TYNDP 2020.

Orientamenti dell’Autorità

- 8.5 L’Autorità è orientata a confermare le disposizioni che prevedono l’adozione di scenari differenziati negli orizzonti temporali di più lungo termine che, oltre ad essere coerenti con gli scenari sviluppati in ambito europeo, siano basati su ipotesi contrastanti per le variabili relative al contesto macroeconomico (quali il prodotto interno lordo, a sua volta interdipendente con le ipotesi demografiche) e ai prezzi delle *commodity* (prezzi del gas, del carbone, della CO₂ ecc.).
- 8.6 Alla luce delle dinamiche inflattive degli ultimi anni e in considerazione di quanto evidenziato dall’Opinione ACER 06/2022, l’Autorità, come per altro già avvenuto nel più recente esercizio di predisposizione degli scenari congiunti Snam-Terna, intende prevedere che venga sempre elaborato anche uno scenario *slow economy*.
- 8.7 Inoltre, per implementare il requisito di coerenza con gli obiettivi in materia di fonti rinnovabili, di decarbonizzazione e di adeguatezza e sicurezza del sistema energetico stabiliti nel Piano nazionale integrato per l’energia e il clima (PNIEC)¹⁴, si prevede che Snam e Terna esplicitino l’allineamento (o le eventuali differenze motivate) tra i propri scenari e quanto previsto dal PNIEC. Tali differenze potrebbero risultare significative in quanto il PNIEC è soggetto a aggiornamenti ogni cinque anni e, conseguentemente, nell’ultimo periodo può non risultare sufficientemente in linea con l’evoluzione delle scelte energetico-ambientali.

S 8.Osservazioni in merito all’individuazione degli scenari e su elementi di differenziazione (variazione delle ipotesi su prezzi delle commodity e variabili macroeconomiche contrastanti) e di coerenza con le scelte energetico-ambientali.

¹³ ACER Opinion 06/2022 of 15 July 2022 on key elements of ENTSO-E and ENTSG draft TYNDP 2022 Scenario Report. Su scenari contrastanti, si veda in particolare il punto (16): https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Opinions/Opinions/ACER%20Opinion%2006-2022%20on%20draft%20TYNDP%202022%20Scenario%20Report.pdf

¹⁴ Articolo 36, comma 12, del decreto legislativo 93/2011.

9. Trasparenza e pubblicazione dei dati di input e output

- 9.1 La trasparenza dei dati di *input*, dei modelli e delle metodologie utilizzate per la costruzione degli scenari sono aspetti cruciali per la comprensione, da parte della generalità degli *stakeholder*, di come determinati *output* sono stati generati.
- 9.2 Allo scopo di consentire massima trasparenza e fruibilità dei dati di input e ricevere *feedback* dagli *stakeholder*, a livello europeo, ENTSO-E ed ENTSOG hanno posto in consultazione pubblica i parametri di input adottati per le analisi di scenario prima della loro adozione definitiva¹⁵, ivi inclusi i costi ipotizzati per le differenti tecnologie prese in analisi.
- 9.3 Lato *output*, sin dal TYNDP 2022, ENTSO-E ed ENTSOG hanno attivato una piattaforma di visualizzazione¹⁶ dei risultati di output delle simulazioni di scenario allo scopo di fornire, per ciascun scenario di riferimento, ciascun anno studio e con la granularità di ciascun Paese europeo: i valori di stima della domanda energetica distinta per vettore energetico e per settore di consumo, nonché la quota di mercato detenuta da ciascuna tecnologia.
- 9.4 Passando al contesto italiano, già da vari anni, Terna pubblica, a corredo del proprio Piano, le principali informazioni di scenario in formato di foglio di calcolo elaborabile e, a partire dal Piano 2023, unitamente a questi provvede alla pubblicazione anche di alcuni dati di input.
- 9.5 In particolare, in relazione agli output degli studi di definizione degli scenari, Terna ha reso disponibili¹⁷ in relazione al Piano 2023, per ciascuno scenario e per ciascun anno studio:
- a) Capacità di generazione installata per tecnologia e per zona del mercato europeo;
 - b) Profili orari di domanda di energia elettrica per le 8760 ore dell'anno studio, per zona;
 - c) Limiti di transito (valori massimi) per ciascuna sezione tra zone di mercato e per ciascun verso;
 - d) Flussi annuali stimati di energia per ciascuna sezione tra zone di mercato e per ciascun verso;
 - e) Generazione stimata per macro-categorie in ciascuna zona di mercato italiana;
 - f) *Overgeneration* (ossia tagli stimati di generazione) nell'intera Italia, separatamente per la simulazione del mercato del giorno prima (MGP) e per la simulazione del mercato dei servizi di dispacciamento (MSD).

¹⁵ <https://2024.entso-tyndp-scenarios.eu/download/>

¹⁶ <https://2024.entso-tyndp-scenarios.eu/visualisation-platform/>

¹⁷ https://www.arera.it/allegati/operatori/pds/23/2_dati_PdS23_20230328.zip

- 9.6 Ad oggi, tuttavia, nel documento di descrizione degli scenari Snam-Terna non risulta però una chiara esplicitazione delle ipotesi di costo delle differenti tecnologie prese in analisi.
- 9.7 Nella prassi del trasporto gas, si è verificato che le ipotesi alla base delle *commodity* e della valorizzazione della CO₂ utilizzate per le simulazioni di scenario fossero differenti dalle ipotesi adottate nei Piani per la valutazione degli interventi; e che le ipotesi relative alla valorizzazione del costo sociale della CO₂ per le analisi costi-benefici fossero diverse a seconda della natura dell'intervento.

Orientamenti dell'Autorità

- 9.8 L'Autorità è orientata a favorire una sempre maggiore trasparenza nei dati di *input* di scenario, in coerenza con le più recenti prassi adottate da ENTSO-E ed ENTSG.
- 9.9 In particolare, l'Autorità è orientata a far sì che vengano resi disponibili, anche per il tramite di un foglio di calcolo elaborabile, e per ogni anno studio individuato, almeno i seguenti dati di input:
- variabili macroeconomiche;
 - prezzi delle *commodity* e della CO₂¹⁸;
 - costi delle tecnologie;
 - ipotesi delle potenziali importazioni extra UE di gas e idrogeno e ipotesi di scambio di energia elettrica con i paesi esterni al perimetro oggetto di modellazione.
- 9.10 L'Autorità intende, inoltre, introdurre disposizioni di pubblicazione di informazioni di output, almeno in linea con quanto già effettuato per prassi da Terna.
- 9.11 Oltre alle prassi già in uso da parte di Terna, ai fini di fornire input fruibili da parte delle imprese distributrici per le proprie analisi di pianificazione, sarebbero pubblicati:
- disaggregazione tra impianti di accumulo c.d. utility scale e c.d. small scale;
 - disaggregazione tra impianti di generazione fotovoltaica c.d. utility scale e c.d. small scale;
 - prezzo medio annuale atteso in ciascun anno studio e in ciascuno scenario¹⁹;
 - prezzo medio annuale atteso pesato rispetto alle immissioni da solare fotovoltaico (funzionale a valorizzare specificamente il *curtailment* fotovoltaico evitato);
 - informazioni relative alle tecnologie di generazione marginali nelle varie ore dell'anno e coefficiente emissivo medio pesato del generatore marginale

¹⁸ Queste informazioni sono già disponibili nell'ambito del dataset di scenario Terna per il Piano 2023.

¹⁹ Per chiarezza, si fa riferimento alle informazioni che erano disponibili nella tabella 11.4 "tabelle di riferimento valorizzazione benefici" del documento metodologico per l'applicazione dell'analisi costi benefici al piano di sviluppo 2021: https://www.arera.it/fileadmin/allegati/operatori/pds/21/03_DOC%20METODOLOGICO_2021.pdf

(funzionale a valorizzare gli effetti sulle emissioni della variazione di perdite sulla rete di distribuzione).

S 9. Osservazioni in merito alla trasparenza e pubblicazione dei dati di input e output, sia per le informazioni già dettagliate nel presente capitolo, sia per eventuali ulteriori informazioni, insieme alle motivazioni per cui la loro pubblicazione è ritenuta utile.

PARTE III

ORIENTAMENTI PER LA DEFINIZIONE DI IPOTESI DI SCENARIO PER I PIANI DI SVILUPPO DELLA DISTRIBUZIONE ELETTRICA

10. Premessa

- 10.1 Le scelte di investimento nel settore della distribuzione elettrica si confrontano con un dinamismo ed un livello di incertezza superiori a quelli del passato e richiedono una maggiore capacità di programmazione.
- 10.2 Per tale motivo, e anche al fine di garantire un'accelerazione nel potenziamento della rete elettrica per accogliere le quote di produzione crescenti da fonti rinnovabili, il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199 ha previsto che i gestori di rete nella programmazione dello sviluppo di rete adottino criteri e modalità predittive della crescita attesa della produzione da fonti rinnovabili sul medio e lungo termine (articolo 35, comma 1, lettera a), e che in un'apposita sezione dei propri piani di sviluppo elaborino una pianificazione integrata individuando gli interventi atti a garantire lo sviluppo delle infrastrutture di ricarica per i veicoli elettrici (articolo 35, comma 1, lettera c).
- 10.3 Le imprese distributrici si sono già attivate sui temi di analisi di scenario, sia individualmente, sia nell'ambito di una *task force* comune. Inoltre, le imprese distributrici partecipano alle interlocuzioni con Snam e Terna, anche attraverso due incontri dedicati che si sono tenuti il 2 febbraio e il 22 maggio u.s.. Tali attività si sono concentrate principalmente sulla implementazione degli scenari "nazionali" Snam-Terna sulle diverse realtà locali.
- 10.4 Gli orientamenti di cui alla presente Parte si focalizzano appunto sulla definizione di ipotesi di scenario specifiche e locali per i piani di sviluppo delle reti di distribuzione.

11. Tempistiche per le attività relative agli scenari per i piani di distribuzione

- 11.1 Come indicato nel precedente Capitolo 4, l'Autorità è orientata a valutare:
- la preparazione di un documento di criteri applicativi comuni per la definizione delle ipotesi specifiche locali di scenario che sia seguito da parte di tutte le imprese distributrici che servono almeno 100.000 clienti finali e sono quindi tenute a predisporre i propri piani di sviluppo;
 - la predisposizione congiunta, da parte delle suddette imprese distributrici, di un documento degli scenari per le reti di distribuzione dell'energia elettrica, opzionalmente già nel 2025.
- 11.2 Come già indicato, nell'ambito della consultazione 20 aprile 2023, 173/2023/R/EEL, l'Autorità aveva già espresso l'orientamento a un documento comune recante i criteri per la definizione delle ipotesi specifiche locali.

- 11.3 In esito a tale consultazione, non sono pervenute particolari osservazioni su questo tema specifico. Più in generale, in relazione a tutti i documenti comuni di accompagnamento ai piani di sviluppo, tre associazioni rappresentative di *stakeholder* industriali e i venditori di energia elettrica hanno espresso l'opportunità che tali documenti siano oggetto di consultazione pubblica.

Orientamenti dell'Autorità

- 11.4 Si ritiene che le tempistiche per la finalizzazione del documento di criteri applicativi comuni per la definizione delle ipotesi specifiche locali di scenario debbano collocarsi tra il momento di disponibilità degli scenari Snam-Terna (cfr. precedente capitolo 5) e la scadenza di trasmissione del piano pre-consultazione all'Autorità (31 marzo degli anni dispari).
- 11.5 Per consentire un margine di implementazione delle scelte concordate e di analisi delle reti e degli investimenti a valle della definizione dei criteri applicativi comuni, l'Autorità è orientata a prevedere che il documento di criteri applicativi comuni sia finalizzato entro il 30 novembre degli anni pari, a partire dal 2024.
- 11.6 Tenendo conto di alcune osservazioni ricevute in esito alla consultazione 173/2023/R/EEL, favorevoli a un momento di consultazione pubblica sul documento di definizione dei criteri applicativi comuni, l'Autorità ritiene che tale documento possa far parte della documentazione del piano di sviluppo e, come tale, possa essere oggetto della consultazione pubblica sul piano.
- 11.7 Con la presente consultazione, l'Autorità intende valutare anche se la prospettiva di un documento congiunto degli scenari per le reti di distribuzione sia praticabile già entro marzo e giugno 2025 (ossia, le tempistiche dei piani di sviluppo 2025 relative rispettivamente allo schema ed alla versione finale del piano) oppure sia preferibile che per l'anno 2025 l'attività si limiti al documento di criteri applicativi comuni.
- 11.8 A tal riguardo, è importante segnalare che a febbraio scorso sei distributori elettrici hanno già elaborato un breve documento di principi comuni di pianificazione, che include aspetti di definizione degli scenari per le reti di distribuzione. Il documento è di fatto una prima forma di implementazione del documento comune delle imprese distributrici propedeutico ai piani di sviluppo, di cui è prevista la finalizzazione entro il 30 settembre 2024.
- 11.9 Indipendentemente dalla tempistica di introduzione di questo strumento (edizione 2025 o successivamente), l'Autorità è orientata a prevedere che il documento congiunto di scenari di distribuzione sia finalizzato contestualmente al termine per la trasmissione del piano di sviluppo pre-consultazione all'Autorità (31 marzo degli anni dispari) e sia successivamente pubblicato nell'ambito della consultazione di ciascuna impresa distributtrice sul proprio piano di sviluppo.

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

12. Ipotesi specifiche locali delle imprese di distribuzione dell'energia elettrica e relative verifiche di coerenza

- 12.1 Nel documento per la consultazione 20 aprile 2023, 173/2023/R/EEL, l'Autorità ha evidenziato come uno stretto coordinamento tra le principali imprese di distribuzione elettrica, e tra queste e Snam e Terna, sia opportuno in relazione all'identificazione di ipotesi specifiche locali, quali:
- ipotesi di crescita attesa del carico in aree urbane o in aree rurali;
 - ipotesi di sostituibilità tra consumi di energia elettrica e consumi di gas naturale;
 - ipotesi di penetrazione della generazione distribuita in diverse aree.
- 12.2 Inoltre, in relazione alla sostituzione tra energia elettrica e gas naturale, il documento ha sottolineato l'importanza dell'interazione tra imprese distributrici di energia elettrica e imprese distributrici di gas naturale / stazioni appaltanti il servizio di distribuzione del gas naturale, principalmente per evitare che le attività di pianificazione degli investimenti (piani di sviluppo delle reti di distribuzione nel settore elettrico, documentazione allegata ai bandi per le nuove concessioni del servizio di distribuzione del gas naturale e futuri piani di *decommissioning* delle reti di distribuzione gas²⁰) si basino su ipotesi incongruenti tra i due settori.
- 12.3 Andando ad analizzare i punti precedentemente delineati, la valutazione delle ipotesi di penetrazione della generazione distribuita dovrebbe tenere conto almeno dei seguenti aspetti:
- definizione delle tipologie di nuova generazione, ad es. fotovoltaico, eolico, in linea con gli obiettivi nazionali del sistema energetico;
 - declinazione degli obiettivi specifici per ciascuna tipologia di generazione, per ciascuna realtà locale;
 - taglia della generazione attesa e, di conseguenza, livello di tensione di connessione (media tensione vs. bassa tensione).
- 12.4 Per quanto riguarda il primo aspetto, la quantificazione delle tipologie di nuova generazione, il principale riferimento sono gli scenari Snam-Terna.
- 12.5 In linea con le disposizioni legislative (articolo 36, comma 12, del decreto legislativo 93/2011), gli scenari Snam – Terna devono essere coerenti con gli obiettivi in materia di fonti rinnovabili, di decarbonizzazione e di adeguatezza e sicurezza del sistema energetico stabiliti nel Piano nazionale integrato per l'energia e il clima (PNIEC). Inoltre, ai sensi del decreto legislativo 28/2011, il piano di sviluppo della rete di distribuzione è redatto in coerenza con il piano di sviluppo della trasmissione.
- 12.6 Implementando tali requisiti di coerenza, risulterebbe quindi verificata anche la coerenza complessiva degli scenari e dei piani di distribuzione con gli obiettivi PNIEC (tenendo presente che la frequenza di aggiornamento del PNIEC è a cinque anni e quindi potranno rendersi necessarie valutazioni specifiche quando in futuro

²⁰ Articolo 52b dell'accordo sulla nuova direttiva gas e idrogeno.

il PNIEC potrà non essere più sufficientemente in linea con la futura evoluzione delle scelte energetico-ambientali).

- 12.7 Per il secondo aspetto, relativo alla distribuzione locale di ciascuna tipologia di generazione (ossia, ad esempio, la distribuzione della nuova potenza da solare fotovoltaico su diverse porzioni della rete di distribuzione), si ritiene necessario che i distributori elettrici:
- a) tengano a riferimento le indicazioni o future disposizioni sulla distribuzione della generazione nelle diverse regioni del Paese (al riguardo, si richiama che lo schema di decreto legislativo “Meccanismo di supporto per impianti a fonti rinnovabili con costi di generazione vicini alla competitività di mercato di cui agli articoli 6 e 7 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199” - c.d. FER-x prevede requisiti dimensionali e costruttivi per gli impianti di produzione che possono accedere agli incentivi, i contingenti totali disponibili per l’intero periodo 2024-2028 differenziati per tecnologia e prevede che, nel caso delle procedure concorsuali ai soli fini della selezione delle offerte, al prezzo offerto siano applicati appositi coefficienti, per ciascuna zona di mercato, con l’obiettivo di fornire adeguati segnali locazionali coerenti con gli sviluppi attesi della rete elettrica);
 - b) interagiscano adeguatamente con le istituzioni locali (oltre ovviamente a implementare la disposizione di legge di trasmissione del piano alle regioni e province autonome), analizzando le prospettive di sviluppo energetico (ma anche urbanistico, paesaggistico, ecc.) definite nei piani energetico-ambientali regionali e negli altri strumenti di pianificazione territoriale²¹;
 - c) cooperino tra loro sia per definire criteri di localizzazione della nuova generazione (ad es. in aree urbane vs. in aree a minore densità abitativa) sia per verificare che l’effetto complessivo delle ipotesi di nuova generazione su ciascuna zona di rete rilevante (es. zona Centro-Nord) sia coerente con le ipotesi di obiettivi nazionali del sistema energetico, come declinate per zona di rete dagli scenari Snam-Terna.
- 12.8 L’interazione con le istituzioni locali (o parte di essa) dovrebbe includere le imprese di distribuzione del gas naturale e – per quanto rilevante in relazione alle gare gas – le stazioni appaltanti. La discussione sull’interazione tra settori dovrebbe concentrarsi principalmente sugli effetti di sostituzione del vettore gas con l’incremento del vettore elettrico e sulle conseguenze in termini di spostamento delle priorità di investimento dal gas naturale all’energia elettrica.
- 12.9 Infine, relativamente al terzo aspetto, relativo alla localizzazione puntuale della generazione sulla rete di distribuzione, ciascun distributore dovrà valutare la penetrazione attesa della nuova generazione su rete MT e su rete BT. A titolo di esempio, alcune imprese distributrici hanno recentemente proposto²² di stimare la

²¹ Nell’edizione 2023 dei Piani di sviluppo, le imprese distributrici fanno riferimenti a numerosi strumenti di pianificazione, tra cui: piano urbano della mobilità sostenibile, piani regolatori, piano comunale per la mobilità elettrica, piano energetico ambientale (di regione o di provincia autonoma), piano clima, piano urbanistico generale, piano comunale aria e clima.

²² Recentemente, nel contesto delle istanze per l’incentivazione degli interventi di sviluppo rete ai sensi dell’articolo 79 del TIQD

localizzazione della nuova generazione fotovoltaica in bassa tensione, proporzionalmente alla disponibilità di tetti e altre coperture ancora utilizzabili per installazioni fotovoltaiche.

- 12.10 Relativamente alle ipotesi di crescita del carico, un'esperienza recente (presente nei piani di sviluppo 2023 di alcune imprese distributrici) è la valutazione della possibile crescita dei consumi per ricarica di veicoli elettrici sulla base dell'analisi del flusso atteso di traffico veicolare e delle relative ore durante la giornata.
- 12.11 Infine, riguardo la crescente intensità elettrica per usi legati al calore, potrebbe essere utile analizzare le informazioni disponibili presso i c.d. catasti regionali degli impianti termici, per poter valutare gli effetti di sostituzione del vettore gas con il vettore elettrico.

Orientamenti dell'Autorità

- 12.12 Tenendo presente le indicazioni di cui ai punti precedenti, le attività dei gruppi di lavoro recentemente costituiti da parte delle imprese distributrici e le osservazioni alla presente consultazione, l'Autorità valuterà se introdurre ulteriori proprie disposizioni specifiche sulle ipotesi di scenario per la distribuzione (eventualmente anche a valle dei Piani 2025 e in funzione dei Piani successivi) oltre alla già indicata elaborazione di un documento di criteri applicativi comuni da parte delle imprese distributrici.
- 12.13 L'Autorità intende comunque prevedere che un capitolo (o un documento allegato) del piano di sviluppo descriva le interazioni effettuate con le istituzioni locali, nonché le risultanze dei documenti locali di pianificazione energetico-ambientale e territoriale.

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

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

13. Raccolta di input da parte degli utenti della rete e localizzazione efficiente dei carichi

- 13.1 Nel documento per la consultazione 20 aprile 2023, 173/2023/R/EEL, l'Autorità ha indicato di essere orientata ad attività di coordinamento delle imprese distributrici con alcuni utenti attuali e potenziali della rete, in particolare i *charging point operator* (CPO). Tali attività sarebbero funzionali a raccogliere, con cadenza regolare, le previsioni di installazione di carichi nuovi o addizionali da parte di ciascun operatore, con indicazione di massima delle localizzazioni e delle potenze richieste per la connessione alla rete. Un approccio più cadenzato e

strutturato potrebbe portare a uno sviluppo più ordinato della rete di distribuzione e a una tempistica ottimizzata per le connessioni alla rete. Nel caso dei CPO potrebbe contribuire anche una maggiore attenzione al fattore di efficienza dell'uso della potenza di connessione in relazione all'output dell'infrastruttura di ricarica (Efficient Charging Factor ECF), come descritto nel capitolo 10 del documento per la consultazione 21 novembre 2023, 540/2023/R/EEL.

- 13.2 In esito alla consultazione 173/2023/R/EEL, cinque soggetti (quattro associazioni del mondo industriale e di venditori e un'impresa che opera nella produzione e vendita di energia) hanno espresso condivisione e apprezzamento per l'orientamento presentato, suggerendo anche che le attività prospettate vedano un coinvolgimento ancora più ampio. Un'impresa distributrice ha segnalato *“elevatissima incertezza nell'effettiva concretizzazione delle richieste di connessione da parte dei charging point operator”* e due imprese distributrici la necessità di *“modalità attuative più efficaci ed efficienti in modo tale da garantire al distributore visibilità sui piani di sviluppo dei CPO operanti nei territori gestiti”*.
- 13.3 Attività di questo tipo sono peraltro già in corso da parte di alcune imprese distributrici, non solo in relazione alla ricarica pubblica di veicoli elettrici. Risulta, in tal senso, che vi siano già interazioni con gli operatori del trasporto pubblico locale e con operatori di servizi portuali.
- 13.4 Tale approccio di coordinamento tra imprese distributrici e CPO e altri soggetti analoghi – così come l'orientamento riguardo le mappe di capacità descritto nel successivo capitolo – mira a favorire la localizzazione degli utenti in porzioni di rete dove si registrano minori impatti e quindi minori costi per il sistema elettrico. A tale riguardo, va tenuto presente che:
- a) ai sensi dell'articolo 18 del regolamento (UE) 2019/943, il metodo utilizzato per definire i corrispettivi di rete deve sostenere in modo neutrale l'efficienza globale del sistema nel lungo termine tramite i segnali di prezzo ai clienti;
 - b) il regolamento (UE) 2023/1804 (c.d. regolamento AFIR) prevede all'articolo 15, comma 3, di garantire la coerenza della pianificazione dell'infrastruttura di ricarica con la pianificazione della rete.
- 13.5 A riguardo del precedente punto b), si richiama il *Memorandum of Understanding* siglato già diversi anni fa e in base al quale i CPO possono ottenere dalle imprese distributrici delle pre-valutazioni delle complessità di connessione per nuove stazioni di ricarica in pianificazione, in modo tale da poter localizzare in modo ottimale il punto di ricarica.
- 13.6 Il tema del coordinamento e della localizzazione efficiente dei carichi è stato inoltre trattato nei tavoli tecnici dell'Autorità sulla mobilità elettrica (Focus group istituito ai sensi della deliberazione 28 dicembre 2023 634/2023/R/EEL, di seguito: Focus Group sulla mobilità elettrica). Nel medesimo ambito, in risposta al documento per la consultazione 18 dicembre 2023, 540/2023/R/EEL, fra altre osservazioni, i soggetti interessati hanno suggerito di:
- a) prevedere che i distributori rendano pubblici e accessibili sia lo stato attuale delle reti elettriche che i piani di sviluppo previsti;

- b) sviluppare una piattaforma digitale volta a dare evidenza della capacità della rete (al riguardo, si veda il capitolo successivo).

Orientamenti dell'Autorità

- 13.7 L'Autorità è orientata a definire specifiche iniziative regolatorie, anche a natura tariffaria, che favoriscano una previsione più accurata dei carichi futuri da parte dell'impresa distributrice e che prevedano azioni per la localizzazione efficiente dei carichi futuri con specifico riferimento a quei carichi che hanno gradi di libertà nello scegliere il proprio punto di connessione alla rete, quindi ad esempio nuovi punti di ricarica di veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico depositi e altre installazioni del trasporto pubblico locale per la ricarica di mezzi pubblici a trazione elettrica.
- 13.8 In relazione alla preparazione dei Piani di sviluppo 2025, l'Autorità intende prevedere che le imprese distributrici rendano disponibile una finestra temporale per l'interazione con gli *stakeholder* e la raccolta di *input*, da collocarsi nell'ultimo quadrimestre 2024. In particolare, in tale finestra temporale, i potenziali nuovi utenti comunicerebbero alle imprese distributrici le previsioni di installazione per le proprie utenze.
- 13.9 Le previsioni di installazione potrebbero avere una profondità temporale di quattro anni, tenendo conto che la previsione per i primi due anni potrebbe essere più robusta (anche in relazione alla disponibilità di indicazioni da bandi pubblici per alcuni utilizzi dell'energia elettrica) e quella per gli anni successivi avrebbe una maggiore incertezza e un carattere più indicativo.
- 13.10 Le tempistiche per l'interazione potrebbero essere differenti e ottimizzate in modo differente da impresa distributrice a impresa distributrice, in relazione alla necessità di incorporare tali *input* nel proprio processo di pianificazione. Si intende comunque valutare la fissazione di un termine ultimo per la raccolta, da parte di ciascuna impresa distributrice, degli *input* di cui al punto precedente in corrispondenza della scadenza per il documento di criteri applicativi comuni (quindi, entro il 30 novembre del 2024 e dei successivi anni pari).
- 13.11 Successivamente a tale raccolta di *input*, le imprese distributrici potrebbero analizzare le informazioni e proporre ai soggetti coinvolti localizzazioni (e relative potenze di connessione) a impatto limitato sulla rete, che potrebbero condurre a costi limitati di estensione della rete e a minori vincoli per la connessione alla rete (perché, non essendo necessari significativi sviluppi di rete e relative autorizzazioni, i processi potrebbero essere accelerati).
- 13.12 L'Autorità è orientata a ritenere che la partecipazione dei suddetti soggetti con flessibilità di localizzazione dei carichi alla raccolta di *input* e la loro successiva accettazione di proposte di localizzazione dei punti di ricarica avanzate dall'impresa distributrice come condizione necessaria (ossia un requisito) per l'applicazione a partire dal 1° gennaio 2026 di specifiche tariffe dedicate ai punti di prelievo relativi a tali applicazioni (oltre ai nuovi punti di prelievo sarebbero coinvolti anche gli incrementi di potenza di installazioni preesistenti effettuate dopo la proposta di localizzazione dell'impresa distributrice).

- 13.13 Nel dettaglio, si ritiene che tale specifica tariffa debba riguardare le utenze connesse in media tensione per le quali è verificata la condizione di fornitura input e accettazione proposta sopra richiamata e sia determinata tenendo conto del fatto che una corretta localizzazione del punto determina un uso nullo (o comunque limitato) della rete in media tensione. Le componenti tariffarie della suddetta tariffa dovrebbero quindi incorporare una quota nulla (o comunque limitata) delle quote parti della tariffa correlate all'uso della rete in media tensione, trasferendo al medesimo utente solo i costi relativi all'utilizzo della rete di trasmissione e della capacità di trasformazione dell'energia elettrica tra la rete di trasmissione e la rete di distribuzione in media tensione. Ciò comporterebbe quindi che i corrispettivi pagati da questi utenti sarebbero inferiori a quelli pagati dagli altri utenti connessi in media tensione, in cui il costo dell'utilizzo della rete in media tensione, indipendentemente dalla localizzazione, viene trasferito completamente all'utente tramite la tariffa.
- 13.14 Per coerenza, l'evidente sovradimensionamento o sottodimensionamento (nelle potenze o nella tempestività di realizzazione) degli *input* forniti dai soggetti coinvolti rispetto a quanto poi effettivamente realizzato costituirebbe motivo di esclusione dalle suddette tariffe specifiche.
- 13.15 Come valutazione dell'eventuale effetto di sovradimensionamento, potrebbe essere scelto il criterio che il soggetto che partecipa alla raccolta di *input* abbia connesso nei primi due anni della previsione carichi nuovi o addizionali per una potenza compresa tra il 75% e il 125% della potenza complessiva che ha previsto di connettere per i primi due anni in sede di comunicazione dei propri *input*.

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.

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

14. Pubblicazione di mappe di hosting capacity e di load capacity

- 14.1 Prima di trattare più ampiamente, nel capitolo successivo, la pubblicazione di dati di stato della rete e degli output dell'analisi di scenario, nel presente capitolo si affronta la pubblicazione di mappe di *hosting capacity* (per connessione di nuova generazione) e di *load capacity* (per connessione di nuovi carichi o loro incrementi), che tiene anche conto della richiesta nell'ambito del Focus Group sulla mobilità elettrica descritta al precedente punto 13.6.
- 14.2 Nel documento per la consultazione 20 aprile 2023, 173/2023/R/EEL (capitolo 9 e Appendice A), l'Autorità ha richiamato i concetti di *hosting capacity* (allora identificata con l'utilizzo del medesimo termine) in relazione alla connessione di

- nuovi carichi e *hosting capacity* in relazione alla connessione di nuova generazione distribuita e ha indicato che:
- a) nei documenti metodologici comuni delle imprese distributrici potrebbe essere introdotta una definizione del concetto di *hosting capacity*;
 - b) ciascun Piano di sviluppo potrebbe contenere appendici informative con mappe di *hosting capacity* della rete di distribuzione, differenziate in relazione alla connessione di ulteriori carichi o alla connessione di ulteriori impianti di generazione.
- 14.3 In esito alla consultazione 173/2023/R/EEL, le osservazioni su questo aspetto specifico sono state limitate. Un'impresa distributtrice ha segnalato come l'ipotetico aumento della *hosting capacity* fosse trattato in modo generico e inadatto, perché “*la capacità di assorbimento delle nuove produzioni non può essere ottenuta aumentando in modo indiscriminato la capacità di trasporto, ma deve essere realizzata soltanto puntualmente*”. È stata in generale, inoltre, segnalata da tre imprese distributrici l'opportunità di proseguire le discussioni metodologiche in tavoli tecnici nel corso del 2024, come indicato negli orientamenti dell'Autorità. Tale attività è già avviata da diversi mesi.
- 14.4 Riguardo alla suddetta osservazione, è opportuno chiarire che la mappa di *hosting capacity* non è funzionale a un successivo aumento “a tappeto” della capacità per l'immissione di nuove generazioni, ma piuttosto a fornire informazioni semplificate ai promotori di progetti in ottica di localizzazione di eventuali loro iniziative. Risulta invece condivisibile l'obiettivo di selettività di realizzare la capacità “dove serve”, che pare sottostante a quell'osservazione. Tale aspetto afferisce però a un differente tema di valutazione degli impatti ed eventualmente dei benefici di potenziali interventi di sviluppo della rete.
- 14.5 Nelle attività di prima applicazione del meccanismo di incentivazione *benefit-based* per gli interventi di sviluppo delle reti di distribuzione di cui al Titolo 10 del TIQD, numerose imprese distributrici hanno proposto la valorizzazione di benefici correlati all'integrazione di nuova capacità di generazione. Tali effetti sono stati valutati in relazione a nuove cabine primarie o a nuove trasformazioni (e sono perciò correlate alla *hosting capacity* a livello di cabina primaria o di semisbarra di cabina primaria, rispettivamente). Inoltre, risulta in discussione nell'ambito delle attività dei gruppi di lavoro recentemente costituiti da parte delle imprese distributrici il concetto di *load capacity* (anche indicato con il termine *loadability*) È quindi di fatto confermato l'orientamento che il prossimo documento comune sulla metodologia per gli sviluppi delle reti di distribuzione contenga definizioni comuni dei termini, almeno relativamente alla cabina primaria o alla semisbarra di cabina primaria.
- 14.6 A livello europeo, a novembre 2023, la Commissione Europea ha pubblicato la comunicazione COM(2023) 757 final “Infrastrutture di rete: il collegamento mancante – Piano d'azione dell'UE per le infrastrutture di rete” (c.d. EU Grids Action Plan). L'azione 6 raccomanda che i gestori dei sistemi dovrebbero fornire

informazioni trasparenti, comprensibili, granulari e periodicamente aggiornate sulle capacità di *hosting* della rete²³ e sui volumi delle richieste di connessione.

- 14.7 A marzo 2024, ACER e CEER hanno pubblicato un *position paper*²⁴ sugli investimenti c.d. anticipatori, che include la raccomandazione che “*TSOs and DSOs should publish and regularly update country-wide “hosting capacities” maps, which display the capabilities of the network to integrate (i) new generation and (ii) additional loads*”.

Orientamenti dell’Autorità

- 14.8 Tenendo conto della precedente consultazione 173/2023/R/EEL, della richiesta emersa nel Focus Group sulla mobilità elettrica, delle attività in corso da parte delle imprese distributrici e delle recenti raccomandazioni in ambito europeo, l’Autorità conferma l’orientamento che le imprese distributrici pubblichino mappe di *hosting capacity*. Per facilità di lettura si propone di usare il termine *hosting capacity* relativamente alla generazione e il termine *load capacity* relativamente al carico.
- 14.9 È importante chiarire che, in particolare nelle prime fasi di lavoro, le informazioni di capacità hanno natura indicativa e che le effettive disponibilità della rete non possono che essere confermate in esito a successive procedure funzionali alla connessione di nuove utenze (o a richieste di incremento di potenza).
- 14.10 È inoltre importante che le mappe rendano disponibili sia la situazione effettiva, sia la situazione previsiva, in quanto questo secondo aspetto potrebbe consentire di sfruttare maggiormente e più tempestivamente (grazie a scelte localizzative maggiormente mirate degli utenti) le infrastrutture che sono in corso di realizzazione da parte delle imprese distributrici.
- 14.11 In dettaglio, sono da definire (eventualmente con modalità differenti tra una prima fase delle attività e le fasi successive):
- la granularità spaziale delle capacità,
 - la caratterizzazione temporale delle capacità,
 - la profondità temporale (per la parte previsiva delle mappe),
 - le tempistiche di aggiornamento (dei dati effettivi), e
 - le modalità della pubblicazione.
- 14.12 A tale riguardo, con la presente consultazione, l’Autorità intende anche avviare un parallelo percorso di discussione con incontri tecnici con le imprese distributrici e con gli utenti della rete.
- 14.13 Come primi elementi, per quanto riguarda la granularità spaziale, si potrebbe procedere in prima battuta all’analisi dei dati di capacità per cabina primaria o per

²³ Il Grids Action Plan richiama inoltre il rapporto di Eurelectric di settembre 2023 Power system of the future - Keys to delivering capacity on the distribution grid (https://www.eurelectric.org/media/6622/report-block-1_part-1-grid-capacity_final-draft_3082023.pdf) il cui Allegato riporta i link a mappe di capacità già pubblicate in molti paesi europei.

²⁴ https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Position%20Papers/ACER-CEER_Paper_anticipatory_investments.pdf

semisbarra di cabina primaria, in linea con le attività già in corso delle imprese distributrici sintetizzate in precedenza, valutando successivamente una maggiore granularità (ad esempio, per linea MT).

- 14.14 Per quanto riguarda la caratterizzazione temporale delle informazioni da pubblicare, si può tenere conto che, ai sensi del Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete (Capitolo 2.7), le imprese distributrici trasmettono previsioni (a 5 anni) sulla distribuzione della domanda e della generazione con indicazione della potenza attiva/reattiva richiesta o immessa sulle cabine primarie esistenti e future, nelle situazioni tipiche di carico (diurno/notturno invernale ed estivo).
- 14.15 Per analogia, la pubblicazione delle capacità di rete potrebbe – almeno nella fase iniziale - quindi riferirsi alle quattro situazioni: diurna estiva, diurna invernale, notturna estiva e notturna invernale.
- 14.16 Per quanto riguarda la profondità temporale (per la parte previsiva delle mappe), potrebbe essere presentato lo stato prospettico della rete alla fine dell’anno 3 di piano (ossia, per l’edizione 2025 del piano di sviluppo, la capacità attesa al 31/12/2027).
- 14.17 Per quanto riguarda le tempistiche di pubblicazione delle informazioni previsionali, la prima pubblicazione dovrebbe essere effettuata entro il 31 marzo 2025 (termine per l’invio all’Autorità dei Piani di sviluppo pre-consultazione) e le successive pubblicazioni entro il 31 marzo degli anni dispari.
- 14.18 In sede di piano, tale capacità attesa verrebbe confrontata alla capacità disponibile all’anno zero (ossia, per l’edizione 2025 del piano di sviluppo, la capacità effettiva al 31/12/2024).
- 14.19 Per quanto riguarda le modalità di pubblicazione, l’Autorità ritiene che, a tendere, debba essere pubblicata un’unica mappa di capacità per l’intera rete di distribuzione su piattaforma digitale (quindi un’attività di condivisione di dati e di pubblicazione comune da parte delle imprese distributrici). Sarà inoltre da valutare l’integrazione delle informazioni con il portale digitale TE.R.R.A.²⁵ per la programmazione efficiente delle infrastrutture della rete elettrica di trasmissione nazionale, previsto dall’articolo 9, comma 1, dal decreto-legge 9 dicembre 2023, n. 181, convertito con modificazioni dalla legge 2 febbraio 2024, n. 11.
- 14.20 L’Autorità intende valutare, in esito alla presente consultazione, se sia realizzabile una mappa unica della capacità della rete di distribuzione italiana già nei primi mesi del 2025 o se sia preferibile la pubblicazione iniziale (per il solo 2025) anche da parte di singole imprese distributrici o gruppi di esse.

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

²⁵ Cfr. deliberazione 4 giugno 2024, 224/2024/R/EEL.

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).

15. Trasparenza e pubblicazione dei dati di stato della rete e degli output delle analisi di scenario

- 15.1 L'esperienza della pianificazione della trasmissione elettrica ha segnalato l'interesse degli *stakeholder* a informazioni sullo stato della rete nel contesto del Piano (che sono funzionali ad evidenziare le criticità presenti e quindi, potenzialmente, a fornire un'indicazione su criticità future, da tenere in conto nell'attività di pianificazione).
- 15.2 In particolare, il Piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale include – come capitolo o come fascicolo di accompagnamento - informazioni (tipicamente riferite al 31 dicembre dell'anno precedente il piano) relative a:
- a) mix di generazione (ed evoluzione della connessione di fonti rinnovabili);
 - b) domanda elettrica (in energia e in potenza al picco);
 - c) qualità del servizio, inclusi i profili di tensione sulla rete;
 - d) inversione di flusso alle cabine primarie;
 - e) congestioni di rete e altri esiti del mercato elettrico.
- 15.3 Le analisi di scenario per i piani di distribuzione consentono la valutazione dell'evoluzione attesa a 5 anni dei medesimi parametri. Gli output dell'analisi di scenario consentono quindi anche un confronto con i dati di stato della rete di distribuzione (su parametri che dovranno essere definiti).
- 15.4 In tal senso, un'informazione interessante sullo stato della rete (e sul suo utilizzo) sarebbe il profilo di utilizzazione dei punti di ricarica pubblica per veicoli elettrici.
- 15.5 L'articolo 61 dell'Allegato A alla deliberazione 27 dicembre 2023, 617/2023/R/EEL prevede che le imprese distributrici tenute alla predisposizione dei piani di sviluppo presentino all'Autorità entro il 30 settembre 2024 - fra gli altri documenti comuni - l'identificazione puntuale dei documenti di accompagnamento al piano di sviluppo. Come sopra accennato, tali informazioni di accompagnamento al Piano (almeno nel caso della trasmissione elettrica) includono dati di dettaglio sullo stato della rete e sull'evoluzione attesa negli anni seguenti.

Orientamenti dell'Autorità

- 15.6 L'Autorità intende valutare, in esito alla presente consultazione, le informazioni che risulteranno più utili dagli *stakeholder* e degli utenti della rete, al fine di definire successivi requisiti, eventualmente integrativi rispetto a quanto proposto nei documenti comuni delle imprese distributrici.

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