

Osservazioni del Gruppo IREN al

Documento per la consultazione ARERA n. 173/2023/R/com del 20 aprile 2023 “Verso un modello di sviluppo selettivo degli investimenti nella rete di distribuzione dell’energia elettrica - Orientamenti per lo sviluppo delle reti e i relativi Piani”

Osservazioni di carattere generale

Il Gruppo Iren vuole esprimere il suo apprezzamento per il processo consultivo avviato, che persegue l’obiettivo finale di coordinare e **armonizzare la regolazione della qualità tecnica con lo sviluppo selettivo degli investimenti**, attraverso un processo progressivo di implementazione, miglioramento e allineamento di format e contenuti dei Piani di Sviluppo (PdS) redatti dai diversi DSO.

La **transizione energetica** e la **progressiva sostituzione del vettore gas**, la crescita della generazione distribuita e della mobilità elettrica, gli sviluppi tecnologici e l’evoluzione della flessibilità delle reti **comportano necessarie interazioni** con un **numero crescente di soggetti** per pianificare nel modo più completo, efficace ed efficiente gli investimenti delle reti di distribuzione elettrica/gas e la loro gestione. Sarà pertanto **necessario sviluppare al meglio l’attività di coordinamento** per la preparazione dei PdS nell’ambito del *continuous improvement* prospettato.

E’ inoltre fondamentale **coordinare i documenti programmatici** attualmente in uso da parte dei distributori: i PdS e i *business plan* elettrici e le Linee guida programmatiche d’ambito della distribuzione gas vengono redatti, infatti, con presupposti e finalità differenti, ma sarà importante che le informazioni ivi contenute siano tra loro correlate, per consentire la programmazione sinergica delle attività sottostanti alla ricerca della piena efficienza del sistema energetico.

La pianificazione dello sviluppo non potrà infine prescindere dalle specificità legate alla dimensione degli operatori, alle scelte tecnologiche e al contesto territoriale che si tradurranno in **profili di costo spesso differenti tra loro**. A parere della Scrivente ciò che dovrà essere **comune a tutti i distributori sarà la metodologia** di determinazione del costo attraverso una comune classificazione delle tipologie di interventi ma ogni **DSO esprimerà profili di costo che rifletteranno le specificità proprie della realtà in cui opera**.

Posta l’adesione della Scrivente alle posizioni espresse nelle osservazioni inviate dall’associazione di appartenenza Utilitalia, si espongono di seguito le risposte agli spunti specifici di consultazione.

Risposte agli spunti specifici

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

La Scrivente concorda con le analisi compiute dall'Autorità: accanto ai *driver* di miglioramento del servizio ormai chiari a tutti (come, ad esempio, la resilienza delle reti agli eventi estremi, tra cui le ondate di calore), gli ulteriori *driver* riportati al punto 5.6 rivestono senz'altro un ruolo di rilievo via via crescente in considerazione delle evoluzioni degli scenari politico-energetici e ambientali.

Tra questi, quindi, senz'altro **l'incremento della hosting capacity** soprattutto nelle aree urbanizzate: la crescita attesa delle fonti rinnovabili, l'integrazione dei veicoli elettrici e l'aumento del carico in generale legato all'elettrificazione dei consumi richiederanno importanti investimenti, difficili da prevedere e dimensionare con attendibilità, per via delle variabili anzidette da cui dipendono.

Il *driver* del **miglioramento della continuità** del servizio è altrettanto importante per la Scrivente, dal momento che risulta sempre più difficile, posti gli sviluppi di cui sopra sia dal lato della domanda sia dell'offerta, garantire gli standard di continuità del servizio.

Un altro *driver* di notevole rilievo è rappresentato dall'**armonizzazione dei livelli di tensione MT e razionalizzazione delle reti**: sarebbe importante apportare modifiche regolatorie per consentire agli operatori di completare gli investimenti nei casi (frequentissimi) vengano rallentati dalle scelte indipendenti adottate dai clienti finali. Si rimanda allo spunto di consultazione dedicato per ulteriori approfondimenti.

In ogni caso, l'alea di **incertezza nel programmare** nel dettaglio investimenti con orizzonte temporale superiore ai 2-3 anni per le rapide (e a volte imprevedibili) dinamiche politiche/economiche, ma anche ambientali e tecnologiche, potrà essere gestita nel tempo grazie all'**aggiornamento biennale del piano**. Infatti, questo costituirà l'occasione per rivedere non solo le numeriche economiche e fisiche ma anche cogliere le opportunità di sviluppo individuando e rifocalizzando i *driver* di miglioramento da perseguire con gli investimenti e intercettando progressivamente le evoluzioni occorse a livello nazionale (i.e.: una su tutti sarà l'evidenza della reale crescita dell'elettrificazione dei consumi).

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

Si condivide la proposta di **differenziare le tempistiche dei PdS a regime dal 2025 rispetto a quella transitoria del 2023** e di coordinare la predisposizione dei PdS con le tempistiche previste per i *business plan* nell'ambito dell'approccio ROSS.

Tuttavia, a parere della Scrivente, la resa disponibile ad ARERA di un PdS a fine gennaio degli anni dispari non consentirebbe agli operatori di avere tempo sufficiente per includervi il monitoraggio dell'avanzamento del Piano al 31 dicembre dell'anno precedente.

Al fine di garantire la disponibilità di informazioni certe, **si propone** che i DSO presentino i PdS (nella versione **pre-consultazione**) **ad ARERA entro il 31 marzo degli anni dispari**.

A valle di questo posticipo, condividendo la proposta della consultazione di almeno 30 giorni per lo svolgimento della consultazione pubblica, si propone che anche la **trasmissione dei PdS post-consultazione** sia posticipata al **30 giugno degli anni dispari** (rispetto al 30 aprile proposto in consultazione).

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

Come rappresentato in occasione degli incontri informali intercorsi con gli uffici dell'Authority, il limitato lasso temporale offerto per la predisposizione del PdS 2023 secondo indicazioni che potranno essere note solo dopo la pubblicazione della delibera, insieme alla necessità di conciliarne la redazione con il periodo feriale, rendono necessario richiedere il **posticipo di un mese della data di presentazione del PdS pre-consultazione** (al **30 settembre 2023**, rispetto al 31 agosto 2023 proposto).

In coerenza alle logiche rappresentate allo spunto precedente, per garantire gli almeno 30 giorni proposti per la consultazione, si propone che la trasmissione dei PdS post-consultazione sia parallelamente posticipata di un mese (dal 30 novembre 2023 rispetto al 31 ottobre proposto).

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

Si concorda con la proposta dell'Autorità di introdurre disposizioni minimali per il PdS 2023 in tema di presentazione degli investimenti, prevedendo significative evoluzioni solo a valle delle attività di coordinamento durante il resto dell'anno e nel 2024.

A tal proposito, si ritiene importante condividere alcune proposte e considerazioni:

- **Costo stimato a vita intera:** si propone che, per il **PdS 2023**, sia rappresentato dai soli **costi di investimento sostenuti per la sua realizzazione negli anni contemplati dal Piano di Sviluppo**. Per i PdS dal 2025, si chiede di precisare se esso includa anche i costi operativi, le manutenzioni ordinarie e/o straordinarie che si renderanno necessarie durante la sua vita utile e per quali anni tali costi dovranno essere rappresentati: su orizzonte di piano (cinque anni) o intera vita utile dell'investimento;
- **Coordinamento PdS e *business plan*** dell'approccio ROSS: si chiede di comprendere **come renderli coerenti sia in termini di contenuti sia di tempistiche** di aggiornamento: per i primi infatti è previsto un aggiornamento biennale (anni dispari) e un orizzonte temporale a 5 anni, per il secondo i documenti di consultazione pubblicati prevedono un orizzonte temporale più breve e frequenze di aggiornamento meno ravvicinate avendo la finalità di dimostrare la sostenibilità finanziaria e il raggiungimento degli obiettivi di servizio;
- **Elementi metodologici per il PdS 2023:** si chiede di confermare la **sostanziale continuità con i PdS** presentati negli anni passati, per quanto riguarda:
 - le ipotesi assunte per la preparazione del piano;
 - la categorizzazione degli investimenti previsti – quindi ogni DSO potrà procedere raggruppando gli interventi secondo le logiche finora adottate per gli interventi di resilienza;
 - l'identificazione degli investimenti di sviluppo nell'ambito di ciascuna categoria;
 - la granularità scelta per presentare gli investimenti;
 - la stima dei costi.
- **Consultazione pubblica:** si propone di sviluppare nell'ambito del provvedimento finale le **modalità di conduzione** della stessa al fine di:
 - rendere il confronto con gli *stakeholder* – portatori di interessi spesso anche contrapposti - più proficuo considerando i tempi stretti a disposizione;
 - valutare l'effettiva necessità di sottoporre a consultazione anche i *business plan* nell'ambito dell'approccio ROSS (si ritiene che siano già allineati ai PdS).

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

Come sopra indicato, la stima dei costi dei PdS 2023 avverrà in continuità metodologica rispetto ai PdS fino ad ora adottati.

Per il PdS 2023 **non sarà inoltre ancora possibile effettuare la comparazione dei costi delle misure di investimento e di flessibilità** e delle altre misure alternative, considerando che sono ancora in corso i processi di valutazione e approvazione dei progetti pilota per l'approvvigionamento di servizi ancillari locali ex. del. 352/2021.

Gli **investimenti** presentati e approvati nell'ambito dei bandi **PNRR** per *hosting capacity* e resilienza costituiranno il **reale elemento innovativo** rispetto ai piani precedenti, per i quali saranno forniti gli elementi metodologici richiamati allo spunto n.4 al pari degli altri interventi.

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

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

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

La Scrivente esprime apprezzamento per l'approccio proposto in consultazione del *continuous improvement* per l'evoluzione dei PdS post 2023, attraverso il ruolo attivo e coordinato di tutti i distributori oltre i 100.000 pod.

L'elemento di maggior criticità è tuttavia rappresentato dalla *"definizione comune di categorie elementari di investimento, ai fini della stima dei costi unitari di investimento"*. A parere della Scrivente ciò che deve essere in **comune a tutti i distributori è la metodologia** di determinazione del costo attraverso una comune classificazione delle tipologie di interventi. Applicata la metodologia comune di cui sopra **ogni DSO dovrà evidenziare i suoi costi efficienti con riferimento al singolo intervento, senza** che questo possa portare a una **standardizzazione** di costi unitari applicabili a investimenti simili realizzati dalla generalità dei DSO.

I costi di ciascun operatore dipendono infatti almeno da tre variabili:

- la dimensione dell'operatore stesso;
- le scelte tecnologiche e tecniche effettuate;
- il contesto territoriale.

La dimensione dell'operatore determina economie di scala più o meno accentuate che possono generare impatti significativi sul profilo di costo unitario.

Ciascun distributore potrà adottare soluzioni tecnologiche diverse pur perseguendo lo stesso *driver* di sviluppo e pur pianificando investimenti simili, ma utilizzando logiche sottostanti differenti. Questa rappresenta una conseguenza diretta dell'attuale scenario fortemente innovativo dal punto di vista tecnologico e informatico, che determina la ricerca e l'adozione di prodotti e servizi anche molto differenziati e customizzati.

Anche il contesto territoriale dell'intervento influenza molto il profilo del costo. Di seguito si rappresenta il confronto tra i prezziari regionali relativamente ad alcune lavorazioni di base studiate nell'ambito del progetto di standardizzazione dei costi della distribuzione del gas metano condotto tra il 2018 e il 2019, da cui si evincono anche differenze che arrivano a sfiorare il 30% tra una regione e l'altra a parità di lavorazione di base:

Regione	k
Abruzzo	1
Basilicata	0,98
Campania	0,89
Emilia-Romagna	1,01
Friuli-Venezia Giulia	1,21
Lazio	0,98
Liguria	1,28
Lombardia	1,01
Marche	1,13
Piemonte	0,9
Puglia	0,98
Sicilia	1
Toscana	0,95
Umbria	0,92
Valle d'Aosta	0,96
Veneto	1,01

Ne consegue che un'eventuale teorica determinazione apodittica di un costo unitario da utilizzare come *benchmark* tra diversi investimenti potrebbe portare a **valutazioni pericolosamente inaffidabili** della reale efficienza del singolo intervento.

Stante la complessità del tema come sopra rappresentato, si auspica che eventuali ragionamenti e considerazioni in termini di *benchmark* di costi unitari di investimento siano ragionevolmente **ricondotti** nei tavoli tecnici inerenti **alla regolazione ROSS**.

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

Si condivide la proposta espressa in consultazione di coordinamento tra DSO elettrici e DSO gas, anche se si ritiene che questo necessiti di tempo per essere realizzato, nonché di una chiara definizione della metodologia e dei contenuti da condividere, in un'ottica di fattivo sviluppo integrato dei due settori finalizzato al perseguimento degli obiettivi nazionali ed europei in termini ambientali.

È pertanto fondamentale che la consultazione dei PdS **coinvolga i vari Enti locali** concedenti la distribuzione del gas in modo da consentire loro di fornire, in sede di indizione di gara, elementi programmatici di sviluppo del proprio territorio che siano contemporaneamente:

- da realizzare nel periodo di durata dell'affidamento;
- coerenti con gli obiettivi di transizione energetica;
- sinergici con i PdS dei distributori elettrici che insistono in quel determinato ambito.

In termini pratici, tali elementi programmatici dovranno **consentire uno sviluppo integrato, organico ed efficiente delle reti energetiche del territorio** in modo da consentire alla stazione appaltante di predisporre il documento guida per gli interventi di sviluppo e ottimizzazione, di mantenimento in efficienza, di abilitazione all'immissione di gas rinnovabile e di innovazione tecnologica della rete e degli impianti nei singoli Comuni **in sinergia con le prospettive di sviluppo della rete elettrica**.

In considerazione del *lag* temporale tra pubblicazione delle Linee guida programmatiche d'ambito e presentazione delle offerte da parte dei partecipanti alla selezione pubblica, si ritiene inoltre che **l'offerente, in sede di presentazione dell'offerta**, debba tener conto dell'eventuale **aggiornamento del PdS** presentato dai distributori elettrici locali. Gli investimenti proposti in coerenza con essi, a seguito del superamento

dell'analisi costi benefici, dovranno essere considerati inclusi nelle linee guida programmatiche d'ambito e quindi ammissibili ai riconoscimenti tariffari.

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

Analogamente a quanto espresso allo spunto precedente, anche in questo caso si comprende e condivide la proposta in consultazione del **coordinamento tra DSO elettrici e CPO**.

Non essendo al momento rappresentate maggiori informazioni sul coordinamento, si rimanda agli approfondimenti futuri successivi al DCO 449/2022/R/eel "Iniziativa regolatorie a supporto della progressiva decarbonizzazione dei consumi e per l'attuazione delle disposizioni contenute nel D.lgs. 210/2021 e nel D.lgs. 199/2021 in tema di mobilità elettrica".

Un altro elemento importante di coordinamento è rappresentato dalle **disposizioni in materia di ottimizzazione delle connessioni di biometano** (proprio in questi giorni in corso di pubblicazione), in modo da agevolare lo sviluppo coordinato delle fonti energetiche rinnovabili.

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

La Scrivente condivide la necessità di introdurre un rapporto annuale sulle *performance* dei DSO e auspica che esso possa andare a sostituire le numerose periodiche raccolte, favorendo la semplificazione e la razionalizzazione degli adempimenti comunicativi in capo ai DSO.

Per quanto riguarda le tempistiche di rendicontazione delle *performance*:

- di competenza del 2023, si condivide la proposta del 30 settembre 2024;
- di **competenza degli anni successivi, si propone il 30 giugno dell'anno**, in analogia a quanto previsto per la rendicontazione delle *performance* del TSO.

In termini di individuazione degli indicatori di *performance*, si rimanda a quanto espresso al relativo spunto di consultazione.

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

A completamento e in coerenza a quanto già rappresentato sulle tempistiche dei PdS a regime a partire dal 2025, si propone che la scadenza del rapporto di monitoraggio sia sempre la stessa, indipendentemente dal fatto che sia incluso nel PdS biennale o che ricada negli anni pari.

Per tale ragione, si propone che tale **scadenza sia sempre il 31 marzo dell'anno**, con riferimento agli avanzamenti occorsi fino al 31 dicembre dell'anno precedente.

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

La consultazione rileva che la regolazione sperimentale delle colonne montanti, sebbene offrisse interessanti incentivi diretti ai condomini che cooperassero con i DSO nella realizzazione della bonifica delle colonne, non ha sortito i risultati sperati.

Anche le evidenze della Scrivente hanno portato a tali conclusioni: le adesioni del 2021 sono state numericamente molto basse rispetto agli stabili censiti.

Tuttavia, **dal 2022 si è notato un trend crescente** di sottoscrizione di contratti (sebbene in valore assoluto sempre molto contenuto), ulteriormente aumentato nei primi mesi del 2023.

Sembra che l'avvicinarsi della scadenza del 30/06/2023 porti amministratori e condomini a rivalutare il contributo offerto dalla sperimentazione e ad affrettarsi per sottoscrivere i contratti.

Per una disanima dei motivi, è utile considerare il contesto generale in cui è stata avviata la campagna di bonifica delle colonne montanti:

- gli amministratori e i singoli condomini erano generalmente impegnati su bonus edili del 110%, bonus facciate, e similari; solo al termine della possibilità di ricorso di queste opportunità hanno avuto modo di rivalutare più attentamente i benefici offerti dall'adesione alla bonifica delle colonne montanti;
- subito dopo l'avvio della regolazione sperimentale, si è verificata la pandemia COVID che per oltre un anno non ha dato la possibilità (o l'ha fortemente limitata) agli amministratori di organizzare le riunioni condominiali per discutere e approvare le proposte di ammodernamento;

- il notevole aumento dei prezzi post-pandemia, che ha coinvolto il materiale elettrico, il cemento e più in generale tutto quanto necessario ad eseguire le lavorazioni previste (mano d'opera compresa) non ha potuto essere intercettato dai valori di rimborso ai condomini definiti dalla delibera (calcolati ben prima di tali incrementi).

Per quanto riguarda il PdS 2023, gli interventi di bonifica delle colonne montanti potrebbero essere indicati in modo generale, senza dettagli specifici sulle esigenze di ammodernamento in condizioni di criticità. Si ritiene che maggiori informazioni potrebbero invece essere sviluppate per il successivo PdS 2025.

In ogni caso, si ritiene che:

- il DSO possa **programmare gli interventi per richieste di aumento di potenza** in ambito condominiale per coordinarli con gli altri investimenti previsti nel PdS;
- in occasione di **indisponibilità del condominio** a procedere alla bonifica, eventuali mancati interventi del DSO *non* potranno essere considerati una **inottemperanza** al Piano presentato e potrebbero costituire un **possibile motivo di limitazione dell'eventuale domanda** di aumento di potenza.

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

Come accennato in precedenza, **l'armonizzazione dei livelli di tensione** delle reti riveste un'importanza particolare per la Scrivente e per altri DSO, che hanno iniziato da tempo a investire in un processo di uniformazione e standardizzazione del livello di tensione MT e BT, al fine ultimo di convergere verso un'unica rete avente sistema di gestione, caratteristiche ed apparecchiature univoche, per ottimizzarne la conduzione e la manutenzione nonché aumentarne le *performance* in un quadro di contenimento generale dei costi.

Tuttavia, **il necessario coinvolgimento degli utenti per l'adeguamento** degli impianti di loro proprietà **ha portato** in casi non infrequenti a **rallentamenti** del piano di ammodernamento e dismissione delle reti vetuste, se questi non intendono procedere con le opere di loro competenza.

Infatti, non è al momento regolatoriamente chiarito cosa accade nel caso l'utente non proceda all'adeguamento necessario dei propri impianti ed apparecchi nei 6 mesi successivi alla comunicazione del DSO ai sensi della Norma CEI 0-16 (art. 8.5.3.2).

A tal proposito, **si ritiene importante intervenire** valutando l'adozione di una delle soluzioni nel seguito rappresentate:

- **l'obbligo per gli utenti all'adeguamento pena la sospensione del servizio** operata dal DSO;
- l'introduzione di un **nuovo corrispettivo dalla struttura simile all'attuale previsto CTS** nel caso di mancato adeguamento dell'utente;
- l'introduzione di un **meccanismo che incentivi i clienti finali connessi a reti con livelli di tensione differenti da quelli previsti dal DSO o dalle normative**, a modificare i propri impianti;
- **una combinazione** delle due soluzioni precedenti.

Si auspica che tale tema possa essere trattato in apposito **tavolo di discussione tra DSO e Regolatore**, al fine di raggiungere importanti benefici a livello di sistema con un aumento del livello di qualità della fornitura, una diminuzione delle perdite di rete ed una diminuzione complessiva dei costi.

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

Si **condivide la proposta di razionalizzazione** degli indicatori ritenuti più significativi, tuttavia, si ritiene necessario che tale analisi preveda un confronto approfondito con gli operatori mediante l'istituzione di un tavolo tecnico, al fine di addivenire a uno schema condiviso e rappresentativo delle *performance* rilevanti della distribuzione elettrica.

Si reputa tuttavia molto importante **l'introduzione di un indicatore che rappresenti la correlazione tra stato di avanzamento degli investimenti e i parametri di continuità / qualità** di cui il singolo DSO miri al miglioramento prevedendo che nel corso di implementazione del piano il rispetto dei tempi costituisca motivo di sospensione del meccanismo incentivante fino alla conclusione del piano degli investimenti concordato.

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

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

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

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

Si comprendono e condividono le ragioni sottostanti la proposta in consultazione dell'introduzione di un meccanismo di resilienza solo premiante, posta – e riconosciuta – l'assoluta esogeneità di fattori quali la crescita dei prezzi o ritardi eccessivi dei processi autorizzativi.

In merito agli altri punti della consultazione in tema resilienza, si vuole qui rappresentare l'importanza di:

- **recepire** nel meccanismo di calcolo dei costi e dei benefici **l'effetto inflattivo**, particolarmente significativo negli ultimi tempi, e che se non correttamente rappresentato inficerebbe i risultati in termini di calcolo del beneficio netto;
- riportare **l'attualizzazione sia dei costi effettivi sia dei benefici previsti all'anno di conclusione** degli interventi. L'attuale formulazione in uso, infatti, prevede che i costi effettivi siano attualizzati all'anno di conclusione dell'intervento, mentre i benefici previsti rimangono attualizzati all'anno di prima iscrizione dell'intervento nel piano resilienza (necessariamente uno o più anni prima della conclusione dell'intervento). In questo modo, il valore monetario dei benefici risulta maggiormente scontato rispetto al valore monetario dei costi sostenuti. Finanziariamente costi e benefici non sono quindi osservati allo stesso momento.

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

La Scrivente condivide la necessità di aggiornare lo studio del 2003 relativo alla *willingness to pay* e alla *willingness to accept* per tener conto dell'evoluzione intervenuta nel ventennio nella percezione dei clienti finali - rappresentati da utenze domestiche (famiglie) e utenze e non domestiche (operatori economici nei settori industria, commercio e servizi) - delle interruzioni di energia elettrica.

È interessante lo studio condotto da Terna nel 2021 circa l'impatto derivante dalle interruzioni con preavviso e senza preavviso della durata di un'ora le cui conclusioni hanno indotto l'Autorità a proporre un'unica valorizzazione dell'energia non fornita per 27 €/kWh.

A parere della Scrivente considerando che la valorizzazione dell'energia non fornita incide anche sulla valorizzazione dei recuperi di continuità, **tale studio dovrebbe essere completato tenendo conto del diverso valore percepito dall'utente in funzione della durata delle interruzioni (brevi e lunghe), per poter valutare un trattamento separato delle stesse.**

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

Non vi sono osservazioni.

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

S23. S 23. Osservazioni in merito agli orientamenti dell'Autorità riguardo gli investimenti in reti di alta tensione e cabine primarie e il riconoscimento tramite fattore correttivo g dei costi già sostenuti o relativi ad investimenti già avviati.

S24. S 24. Osservazioni in merito agli orientamenti dell'Autorità riguardo gli investimenti indotti da nuova capacità di generazione distribuita.

S25. S 25. Osservazioni in merito agli orientamenti dell'Autorità riguardo gli investimenti per rifacimenti rete a seguito di calamità naturali o eventi assimilabili.

Non vi sono osservazioni.

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

Non vi sono osservazioni.