

DELIBERAZIONE 25 OTTOBRE 2022

527/2022/R/COM

AVVIO DI PROCEDIMENTO PER L'ADOZIONE DI PROVVEDIMENTI IN MATERIA DI CRITERI DI REGOLAZIONE PER OBIETTIVI DI SPESA E DI SERVIZIO (ROSS INTEGRALE)

L'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA RETI E AMBIENTE

Nella 1224^a riunione del 25 ottobre 2022

VISTI:

- la direttiva 2009/73/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009, relativa a norme comuni per il mercato interno del gas;
- il regolamento (CE) 715/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009, in materia di condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas naturale (di seguito: regolamento (CE) 715/2009);
- il regolamento (UE) 460/2017 della Commissione, del 16 marzo 2017, che istituisce un Codice di rete relativo a strutture tariffarie armonizzate per il trasporto del gas naturale;
- il regolamento (UE) 1938/2017 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 25 ottobre 2017, recante misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas;
- il regolamento (UE) 2018/1999 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla *governance* dell'Unione dell'energia e dell'azione per il clima (di seguito: regolamento (UE) 2018/1999);
- la direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili;
- il regolamento (UE) 2019/942 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, che istituisce un'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia;
- il regolamento (UE) 2019/943 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, sul mercato interno dell'energia elettrica (di seguito: regolamento (UE) 2019/943);
- la direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia (di seguito: direttiva (UE) 2019/944);
- il regolamento (UE) 2021/241 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 12 febbraio 2021, che istituisce il dispositivo per la ripresa e la resilienza;

- il regolamento (UE) 2022/869 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 30 maggio 2022, sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche transeuropee, abroga il regolamento (UE) n. 347/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 17 aprile 2013;
- la proposta di regolamento COM/2022/361 del Consiglio, del 20 luglio 2022, relativo a misure coordinate di riduzione della domanda di gas;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481, come successivamente modificata e integrata (di seguito: legge 481/95);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, come successivamente modificato e integrato;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, come successivamente modificato e integrato;
- la legge 12 dicembre 2002, n. 273;
- il decreto-legge 29 agosto 2003, 239, come convertito dalla legge 27 ottobre 2003, n. 290;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239 e s.m.i.;
- il decreto-legge 18 giugno 2007, n. 73, come convertito dalla legge 3 agosto 2007, n. 125;
- la legge 23 luglio 2009, n. 99 e s.m.i.;
- il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, come successivamente modificato e integrato;
- il decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, come successivamente modificato e integrato (di seguito: decreto legislativo 93/11);
- il decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, come successivamente modificato e integrato;
- il decreto legislativo 16 dicembre 2016, n. 257;
- il decreto-legge 16 luglio 2020, n. 76, convertito con modificazioni dalla legge 11 settembre 2020, n. 120;
- il decreto-legge 1° marzo 2021, n. 22, come modificato con la legge di conversione 22 aprile 2021, n. 55;
- il decreto-legge 31 maggio 2021, n. 77, come convertito con modificazioni dalla legge. 29 luglio 2021, n. 108;
- il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199;
- il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210;
- il decreto-legge 1° marzo 2022, n. 17, come convertito con modificazioni dalla legge 17 aprile 2022, n. 34 (di seguito: decreto-legge 17/22);
- la deliberazione dell’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 24 marzo 2016, 137/2016/R/COM e il relativo Allegato A e s.m.i. (TIUC);
- la deliberazione dell’Autorità 4 novembre 2016, 627/2016/R/EEL ed il relativo Allegato A e s.m.i. (di seguito: deliberazione 627/2016/R/EEL);
- la deliberazione dell’Autorità 27 settembre 2018, 468/2018/R/GAS e il relativo Allegato A e s.m.i. (di seguito: deliberazione 468/2018/R/GAS);

- la deliberazione dell’Autorità 28 marzo 2019, 114/2019/R/GAS e il relativo Allegato A e s.m.i. (RTTG 2020-2023);
- la deliberazione dell’Autorità 18 giugno 2019, 242/2019/A e il relativo allegato A (di seguito: Quadro Strategico 2019-2021);
- la deliberazione dell’Autorità 23 ottobre 2019, 419/2019/R/GAS e il relativo Allegato A e s.m.i. (RTSG 2020-2025);
- la deliberazione dell’Autorità 19 novembre 2019, 474/2019/R/GAS e il relativo Allegato A e s.m.i. (RTRG 2020-2023);
- la deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2019, 567/2019/R/EEL e il relativo Allegato A e s.m.i.;
- la deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2019, 568/2019/R/EEL (e i relativi Allegati A (TIT 2020-2023), B (TIME 2020-2023) e C (TIC 2020-2023) e s.m.i.);
- la deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2019, 570/2019/R/GAS e il relativo Allegato A e s.m.i. (RTDG 2020-2025);
- la deliberazione dell’Autorità 30 marzo 2021, 130/2021/A, recante rendicontazione delle attività svolte nel periodo 2019-2020 e revisione per l’anno 2021 del Quadro Strategico 2019-2021;
- la deliberazione dell’Autorità 28 giugno 2021, 271/2021/R/COM (di seguito: 271/2021/R/COM);
- la deliberazione dell’Autorità 23 dicembre 2021, 614/2021/R/COM (di seguito: deliberazione 614/2021/R/COM) e il relativo Allegato A (TIWACC 2022-2027);
- la deliberazione dell’Autorità 13 gennaio 2022, 2/2022/A (di seguito: deliberazione 2/2022/A) e il relativo Allegato A (Quadro strategico 2022-2025);
- la deliberazione dell’Autorità 22 marzo 2022, 121/2022/R/EEL (di seguito: deliberazione 121/2022/R/EEL);
- la deliberazione 4 ottobre 2022, 470/2022/R/GAS;
- il documento per la consultazione dell’Autorità 23 dicembre 2021, 615/2021/R/COM (di seguito: documento per la consultazione 615/2021/R/COM);
- il documento per la consultazione dell’Autorità 12 luglio 2022, 317/2022/R/COM (di seguito: documento per la consultazione 317/2022/R/COM);
- il Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima, del mese di dicembre 2019, pubblicato in data 21 gennaio 2020 (di seguito: PNIEC), in attuazione a quanto previsto dall’articolo 3 del regolamento (UE) 2018/1999;
- il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) per il periodo 2021-2026 approvato con il Consiglio dei ministri 29 aprile 2021 e s.m.i., in attuazione e secondo i criteri fissati dall’articolo 18 del Regolamento n. 2021/241/UE.

CONSIDERATO CHE:

- l’articolo 1, comma 1, della legge 481/95, istitutiva dell’Autorità, prevede che l’Autorità persegua la finalità di garantire la promozione della concorrenza e dell’efficienza nei servizi di pubblica utilità, e richiede di definire un sistema tariffario certo, trasparente e basato su criteri predefiniti, che promuova la tutela degli interessi

di utenti e consumatori, tenuto conto della normativa dell'Unione in materia e degli indirizzi di politica generale formulati dal Governo; il sistema tariffario deve altresì armonizzare gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse;

- l'articolo 2, comma 12, lettera e), della legge 481/95, come modificato dal decreto-legge 17/22, prevede che l'Autorità stabilisca ed aggiorni le tariffe “*in relazione all'andamento del mercato*” e “*in modo da assicurare la qualità, l'efficienza del servizio e l'adeguata diffusione del medesimo sul territorio nazionale, nonché la realizzazione degli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse*”, anche tenendo conto “*del reale costo di approvvigionamento della materia prima*”;
- per il settore elettrico, il comma 18(2) del regolamento (UE) 2019/943 dispone che le metodologie relative alle tariffe riflettano i costi fissi degli operatori dei sistemi di trasmissione e degli operatori dei sistemi di distribuzione e forniscano incentivi adeguati ai gestori dei sistemi di trasmissione e ai gestori dei sistemi di distribuzione, sia a breve che a lungo termine, al fine di migliorare l'efficienza e promuovere ulteriori obiettivi;
- il regolamento (UE) 2018/1999, come si legge nel paragrafo (1) delle premesse, stabilisce la base legislativa per una *governance* dell'Unione dell'energia e dell'azione per il clima affidabile, inclusiva, efficace sotto il profilo dei costi, trasparente e prevedibile, che garantisca il conseguimento degli obiettivi e dei traguardi al 2030 dell'Unione dell'energia;
- gli obiettivi dell'Unione dell'energia sono declinati a livello nazionale nell'ambito del PNIEC, che individua le principali esigenze di sviluppo infrastrutturale nel settore dell'energia; le risorse economiche allocate dal PNRR alla missione “Rivoluzione verde e transizione ecologica” contribuiscono al perseguimento di tali obiettivi.

CONSIDERATO CHE:

- nell'azione per il clima dell'Unione europea la prospettiva della decarbonizzazione richiede, tra l'altro, una revisione dei modelli di regolazione delle infrastrutture energetiche, al fine di individuare soluzioni che consentano di coniugare le esigenze di sviluppo infrastrutturale, derivanti dagli obiettivi di decarbonizzazione dell'energia, con le esigenze di economicità ed efficienza nella gestione e nello sviluppo delle reti, a beneficio degli utenti;
- l'Autorità, con il Quadro strategico 2019-2021, ha sottolineato l'importanza che la regolazione prosegua nello sforzo di allineare gli interessi dei soggetti regolati con quelli del sistema e dei consumatori, premiando le scelte imprenditoriali che hanno un impatto positivo sul sistema in termini di efficacia ed efficienza, migliorando la capacità di definire *ex ante* le esigenze di sviluppo delle infrastrutture e di qualità del servizio, e monitorare *ex post* gli esiti delle attività previste; in particolare, il Quadro strategico 2019-2021 individua uno specifico obiettivo strategico (*OS.20 - Regolazione per obiettivi di spesa e di servizio*, di seguito: *ROSS*) relativo alla

necessità di adeguare - con un graduale processo di transizione regolatoria che tenga conto sia del diverso grado di maturità degli strumenti di pianificazione (piani di sviluppo e piani industriali) nei diversi segmenti infrastrutturali delle due filiere sia delle dimensioni dei soggetti regolati – i meccanismi di riconoscimento dei costi, superando il trattamento differenziato tra costi operativi e costi di capitale attualmente vigente (schema c.d. “*RAB-based*”), che può indurre sovra-investimenti o priorità di investimento non sufficientemente orientate all’utilità per il sistema, a favore di un approccio integrato che responsabilizzi maggiormente gli operatori;

- secondo quanto indicato nel Quadro strategico 2019-2021 il nuovo approccio di regolazione per obiettivi di spesa e di servizio sarà focalizzato sui grandi operatori;
- con il Quadro strategico 2022-2025 l’Autorità ha evidenziato come il processo di decarbonizzazione del vettore energetico “*oltre alla promozione dei nuovi gas rinnovabili, richiede una forte spinta all’elettrificazione del sistema (in relazione a fonti rinnovabili e stoccaggi) e dei consumi finali*” e che “*Nel prossimo quadriennio saranno necessari strumenti regolatori in grado di facilitare gli investimenti e gli adeguamenti infrastrutturali innovativi senza venir meno ai criteri di efficienza e selettività*”;
- nel medesimo Quadro strategico 2022-2025 l’Autorità:
 - a) in continuità con le attività svolte nel triennio precedente (Quadro strategico 2019-2021) ha previsto l’avvio, con la necessaria gradualità, dell’approccio *ROSS*. In particolare, ha previsto che siano definiti criteri di riconoscimento dei costi orientati alla spesa totale, applicabili a tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas (*ROSS-base*), e integrati per i principali operatori con logiche *forward-looking* che si sostanziano nell’analisi dei piani industriali che dovranno essere discussi e validati con il Regolatore (*ROSS-integrale*), attraverso procedimenti da avviare nel corso del 2022 (cfr. obiettivo specifico *OS.26 - Sviluppare nuovi criteri per il riconoscimento dei costi nei servizi infrastrutturali*);
 - b) ha individuato le principali linee di intervento necessarie per raggiungere l’obiettivo *OS.26*:
 - i. definizione dei criteri generali per la determinazione del costo riconosciuto da applicare a tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas (*ROSS-base*), con i seguenti obiettivi specifici: i) eliminare le distorsioni nelle scelte delle imprese regolate tra soluzioni ad alta intensità di capitale e soluzioni ad alta intensità di lavoro; ii) aumentare la produttività totale dei servizi infrastrutturali del settore elettrico e gas a beneficio dei clienti finali; iii) allineare le regolazioni specifiche dei servizi infrastrutturali del settore elettrico e gas;
 - ii. definizione di una metodologia di analisi dei rendimenti;
 - iii. definizione della metodologia nonché sviluppo di sistemi di reportistica e monitoraggio, per la verifica dell’effettivo livello di spesa, a fronte dell’effettivo grado di raggiungimento degli *output* e delle performance tecniche e di qualità, per il completamento della metodologia *ROSS (ROSS-integrale)* per gli operatori di maggiore dimensione.

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- con deliberazione 271/2021/R/COM, l’Autorità ha avviato, come primo passo di sviluppo dell’approccio *ROSS*, un procedimento per la definizione di criteri generali per la determinazione del costo riconosciuto, identificato come *ROSS-base*, da applicare a tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas, prevedendone la conclusione entro il 31 dicembre 2022;
- nell’ambito della deliberazione 271/2021/R/COM l’Autorità ha:
 - a) prospettato l’opportunità che:
 - i. i criteri generali per la determinazione del costo riconosciuto secondo le logiche *ROSS-base* siano applicati a tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas, a partire dal sesto periodo di regolazione;
 - ii. la concreta applicazione di tali criteri generali ai singoli servizi sia definita nell’ambito dei procedimenti specifici di fissazione dei criteri di regolazione per ciascun servizio infrastrutturale regolato dei settori elettrico e gas;
 - b) prospettato che siano anche valutati i profili relativi alla definizione della lunghezza del periodo regolatorio, da sviluppare tenendo conto delle sovrapposizioni tra periodi di regolazione specifici di ogni servizio e periodi di regolazione del tasso di remunerazione del capitale investito;
 - c) rinviato a successive deliberazioni l’avvio di procedimenti specifici per servizio/settore in tema di *business plan*, prevedendo che l’approccio integrato *ROSS* (c.d. *ROSS integrale*) sia applicato in modo completo in via prioritaria ai grandi operatori, in particolare al gestore del sistema di trasmissione dell’energia elettrica e all’impresa maggiore di trasporto del gas;
- con la deliberazione 614/2021/R/COM l’Autorità ha approvato i “Criteri per la determinazione e l’aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas per il periodo 2022-2027 (TIWACC 2022-2027)”;
- nell’ambito del procedimento avviato con deliberazione 271/2021/R/COM, l’Autorità ha pubblicato il documento per la consultazione 615/2021/R/COM, nel quale sono state presentate le Linee guida per lo sviluppo della regolazione *ROSS-base*, e il documento per la consultazione 317/2022/R/COM, nel quale sono state meglio inquadrare le tempistiche di introduzione dell’approccio *ROSS* e sono stati illustrati i meccanismi regolatori che dovranno essere sviluppati nell’ambito della soluzione *ROSS-base*;
- in particolare, con il documento per la consultazione 317/2022/R/COM, l’Autorità ha:
 - a) individuato i principali elementi che distinguono gli approcci *ROSS-base* e *ROSS-integrale*;
 - b) prospettato l’adozione del provvedimento finale per l’adozione del modello *ROSS-base* entro la fine del 2022 e, in parallelo, l’avvio di un procedimento dedicato allo sviluppo del modello *ROSS-integrale*;
 - c) prospettato una distinzione tra una prima fase di applicazione di introduzione del *ROSS-base* (identificata anche come *ROSS-base* transitorio o *ROSS-base-T*), che non prevede necessariamente l’impiego di strumenti di costi *benchmark* o

- standard*, e la relativa evoluzione (identificata come *ROSS-base* a regime o *ROSS-base-R*) con l'impiego dei suddetti strumenti di valutazione della spesa totale;
- d) prospettato, per ciascun servizio, le tempistiche e l'ambito di applicazione del modello che si intende adottare (*ROSS-integrale*, *ROSS-base-T* o *ROSS-base-R*); in particolare l'Autorità ha rappresentato l'obiettivo di applicare:
- i. per il servizio di trasmissione elettrica, il modello *ROSS-base-T* a partire dal 2024, accompagnandolo a un'applicazione sperimentale del modello *ROSS-integrale*, con la prospettiva di applicarlo a regime dal 2026;
 - ii. per il servizio di trasporto gas, il modello *ROSS-base-T* a partire dal 2024 e:
 - per Snam Rete Gas, il modello *ROSS-integrale* in via sperimentale nel primo biennio del periodo, con la prospettiva di applicarlo a regime dal 2026;
 - per le altre imprese di trasporto, eventuale sperimentazione del *ROSS-integrale* dal 2026 (nella seconda metà del nuovo periodo regolatorio), conclusa la sperimentazione per l'impresa maggiore;
 - iii. per il servizio di distribuzione elettrica, il modello *ROSS-base-T* a partire dal 2024 e, a partire dal 2026, il modello *ROSS-base-R*, con le seguenti eccezioni:
 - per gli operatori con numero di punti di prelievo serviti inferiore a 25.000 che sono soggetti al regime tariffario parametrico, non si applica l'approccio ROSS;
 - per le imprese distributrici che servano oltre 500.000 punti di prelievo, si applica il modello *ROSS-integrale*, con possibile sperimentazione nel biennio precedente;
 - iv. per il servizio di distribuzione gas, il modello *ROSS-base-R* dal 2026;
 - v. per i servizi di stoccaggio gas e rigassificazione Gnl, il modello *ROSS-base-T* dal 2024;
- e) presentato orientamenti in relazione ad aspetti applicativi del modello *ROSS-base*, quali: lo *sharing* delle efficienze, i tassi di capitalizzazione, il trattamento di vite utili regolatorie, dismissioni, immobilizzazioni in corso e contributi;
- f) presentato orientamenti per l'allineamento dei criteri di regolazione tariffaria tra i diversi servizi nell'ambito del modello ROSS, e per il trattamento del capitale esistente alla data di entrata in vigore del ROSS (c.d. *cut-off*).

CONSIDERATO CHE:

- l'adozione del modello *ROSS-integrale*, in aggiunta agli elementi che caratterizzano il modello *ROSS-base*, richiede:
 - a) la predisposizione di *business plan* da parte delle imprese, nei quali le medesime imprese:
 - i. formulano previsioni in merito alla domanda del servizio fornito (in termini non solo di quantità ma anche di livelli qualitativi attesi dagli utenti), e alle prospettive del mercato, sulla base delle quali vengono formulate le scelte di spesa e di investimento, tenendo conto dello scenario di riferimento, sia in termini di previsioni macroeconomiche rilevanti sia di valutazioni di settore;
 - ii. individuano gli obiettivi di servizio;

- iii. forniscono dimostrazione che le soluzioni individuate per raggiungere tali obiettivi siano le più efficienti da un punto di vista ambientale ed economico;
- b) la valutazione (controllo *ex ante*) da parte dell’Autorità delle previsioni formulate dalle imprese nei *business plan*, sia in termini di volumi e obiettivi di servizio, sia in termini di costo dello stesso servizio (*cost assessment*);
- c) l’integrazione all’interno dello stesso modello, laddove possibile, dei meccanismi premi/penalità propri della regolazione della qualità e dei meccanismi incentivanti *output-based*;
- d) la gestione delle incertezze relative alle previsioni formulate nei *business plan* mediante l’adozione di specifici strumenti di gestione delle incertezze;
- e) la definizione della metodologia nonché lo sviluppo di sistemi di reportistica e monitoraggio, per la verifica dell’effettivo livello di spesa, a fronte dell’effettivo grado di raggiungimento degli *output* e delle *performance* tecniche e di qualità (controllo *ex post*), in coerenza con quanto indicato nella linea di intervento c) dell’obiettivo OS.26 – Sviluppare nuovi criteri per il riconoscimento dei costi nei servizi infrastrutturali del Quadro Strategico 2022-2025.

CONSIDERATO, INFINE, CHE:

- i gestori del servizio di trasmissione dell’energia elettrica e del servizio di trasporto gas sono tenuti, sulla base delle disposizioni del decreto legislativo 93/11, a predisporre Piani decennali di sviluppo della rete (di seguito: Piani di sviluppo), sottoposti a consultazione; l’Autorità, ai sensi del medesimo decreto legislativo, ha il compito di analizzare e valutare i Piani di sviluppo, anche sotto il profilo della conformità di sviluppo della rete a livello comunitario, e monitorarne l’attuazione;
- l’Allegato A alla deliberazione 627/2016/R/EEL definisce requisiti minimi per la predisposizione del Piano della rete di trasmissione nazionale, mentre nell’Allegato A alla deliberazione 468/2018/R/GAS sono declinati i requisiti minimi per la predisposizione dei Piani per la rete di trasporto del gas;
- ai sensi delle disposizioni dell’articolo 18, comma 3, del decreto legislativo 28/11, i gestori del sistema di distribuzione dell’energia elettrica (esclusi i gestori alla cui rete sono connessi meno di 100.000 clienti finali o che riforniscono piccoli sistemi isolati), dovranno presentare al Ministero della transizione ecologica e all’Autorità un piano di sviluppo della rete di competenza, con un orizzonte temporale almeno quinquennale, tenuto conto delle modalità stabilite dall’Autorità; a tale scopo, l’Autorità ha avviato uno specifico procedimento (deliberazione 121/2022/R/EEL, punto 1, *sub* 8);
- i Piani di sviluppo e i *business plan* sono strumenti previsivi che rispondono a diverse finalità e differiscono principalmente sotto i seguenti aspetti:
 - a) temporale: i *business plan* hanno tipicamente un orizzonte temporale più breve dei Piani di sviluppo, e potrebbero avere frequenze di aggiornamento meno ravvicinate;

- b) perimetro delle attività: più ampio nei *business plan*, ricomprendendo tutti gli investimenti e anche attività di esercizio delle reti e manutenzione ordinaria, rispetto ai Piani di sviluppo;
- c) granularità delle informazioni: più ampia nei Piani di sviluppo, ricomprendendo anche informazioni di scenario e prospettive e analisi costi-benefici dei singoli interventi, rispetto ai *business plan* in cui le informazioni potranno essere aggregate per macro-attività e non per singolo intervento;
- d) finalità di predisposizione: per i *business plan* l'obiettivo è di dimostrare la sostenibilità finanziaria e il raggiungimento degli obiettivi di fornitura del servizio e economico-finanziari dell'impresa.

RITENUTO CHE:

- il modello *ROSS-integrale* sia in grado di meglio supportare la sostenibilità economica del processo della transizione energetica nel contesto dei servizi infrastrutturali regolati dettato dagli obiettivi di decarbonizzazione dell'energia e delle politiche energetiche e ambientali dell'Unione europea;
- l'evoluzione dal modello *ROSS-base* al modello *ROSS-integrale* ponga la necessità di definire, a livello regolatorio, strumenti in grado di consentire la valutazione dei piani industriali (*business plan*) che saranno presentati dalle imprese e dovranno essere analizzati dal regolatore;
- il *business plan* dovrebbe contenere almeno le seguenti informazioni:
 - a) valutazioni dell'impresa in merito alle caratteristiche della domanda del servizio fornito (in termini non solo di quantità ma anche di livelli qualitativi attesi dagli utenti), e alle prospettive del mercato, sulla base delle quali vengono formulate le scelte di spesa e di investimento, tenendo conto dello scenario di riferimento, sia in termini di previsioni macroeconomiche rilevanti sia di valutazioni di settore;
 - b) gli obiettivi perseguiti e la loro motivazione;
 - c) la dimostrazione che le soluzioni adottate per raggiungere tali obiettivi siano le più efficienti da un punto di vista ambientale ed economico;
- l'utilizzo dello strumento del *business plan* richieda, da parte del regolatore, un potenziamento della capacità di valutare criticamente le previsioni di spesa formulate dalle imprese (c.d. *cost assessment*), anche tramite analisi di *benchmarking*, nazionale e internazionale, individuando una propria ipotesi di evoluzione del sentiero di sviluppo della *baseline* della spesa totale e degli *output* del servizio;
- sia necessario sviluppare, parallelamente, strumenti e procedure regolatorie volti a verificare se, e in quale misura, gli interventi proposti nei *business plan* abbiano effettivamente prodotto gli *output* previsti e abbiano rispettato le previsioni di spesa;
- ciò premesso, la prospettata evoluzione verso il nuovo approccio integrato *ROSS* sia coerente con l'obiettivo di allineamento alle *best practice* regolatorie internazionali, a partire dal superamento della situazione attuale basata su un sistema "ibrido" in vigore per il riconoscimento dei costi, che può indurre gli operatori a favorire soluzioni basate sull'investimento di capitale rispetto ad altre basate su spese operative anche in casi in cui tale soluzione non sia ottimale (cd. *capex bias*);

- il nuovo approccio integrato *ROSS*, inoltre, si attagli meglio al contesto di evoluzione dinamica dei servizi infrastrutturali regolati, in particolare in relazione al settore elettrico e alle modifiche disposte dalla direttiva (UE) 2019/944, dal regolamento (UE) 2019/943 e dal decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210.

RITENUTO OPPORTUNO:

- applicare agli operatori di maggiore dimensione i criteri di regolazione dell'approccio *ROSS-integrale*, a complemento dei criteri di riconoscimento dei costi dell'approccio *ROSS-base* che saranno definiti in esito al procedimento avviato con la deliberazione 271/2021/R/COM;
- prevedere che i criteri di regolazione *ROSS-integrale* siano sviluppati al fine di perseguire i seguenti obiettivi specifici:
 - a) attenuare ulteriormente, anche rispetto alla regolazione *ROSS-base*, le distorsioni nelle scelte delle imprese regolate tra soluzioni ad alta intensità di capitale e soluzioni ad alta intensità di lavoro, con l'obiettivo di fornire un servizio quanto più possibile efficiente;
 - b) rafforzare la dimensione di valutazione prospettica della spesa in relazione agli obiettivi di servizio da raggiungere, in una prospettiva di miglioramento del servizio offerto agli utenti e di maggiore flessibilità nel caso di mutamenti delle condizioni macroeconomiche e di settore;
 - c) fornire un adeguato strumento per accompagnare la transizione energetica dei servizi regolati;
- prevedere che l'individuazione delle decorrenze per l'applicazione dei criteri di regolazione *ROSS-integrale* sia effettuata tenendo conto degli esiti del procedimento avviato con la deliberazione 271/2021/R/COM;
- prevedere che nell'ambito del procedimento, nella definizione dei criteri di regolazione integrativi rispetto al modello *ROSS-base*, siano analizzate le seguenti aree tematiche:
 - a) criteri e tempistiche per la preparazione dei *business plan* da parte delle imprese;
 - b) criteri per la valutazione (controllo *ex ante*) da parte dell'Autorità delle previsioni formulate dalle imprese nei *business plan*, sia in termini di volumi e obiettivi di servizio, sia in termini di costo dello stesso servizio (*cost assessment*);
 - c) modalità di integrazione dei meccanismi premi/penalità propri della regolazione della qualità e dei meccanismi incentivanti *output-based* all'interno del modello *ROSS-integrale*;
 - d) criteri di regolazione per la gestione delle incertezze relative alle previsioni formulate nei *business plan*;
 - e) definizione della metodologia nonché sviluppo di sistemi di reportistica e monitoraggio, per la verifica dell'effettivo livello di spesa, a fronte dell'effettivo grado di raggiungimento degli *output* e delle performance tecniche e di qualità (controllo *ex post*);
- prevedere, in particolare:
 - a) in relazione al precedente punto a) (*business plan*), che:

- i. le regole per la predisposizione dei *business plan* siano fissate tenendo conto degli obblighi previsti dalla legge e dalla regolazione in tema di predisposizione dei piani pluriennali di sviluppo con l'obiettivo di garantire un adeguato raccordo tra i due strumenti di pianificazione che perseguono finalità distinte sia in ragione della profondità temporale considerata, sia in relazione all'ampiezza delle attività considerate;
 - ii. sia definito un orizzonte temporale di piano nella predisposizione dei *business plan*, comunque non superiore a quattro anni, che consenta la formulazione di previsioni il più possibile affidabili in relazione alla spesa e agli obiettivi di servizio;
 - iii. siano valutate forme di consultazione pubblica dei *business plan* che consentano un efficace coinvolgimento degli *stakeholder* e in particolare dei clienti del servizio, da gestire in modo coordinato con i processi di consultazione pubblica dei piani di sviluppo;
 - iv. sia valutata la definizione della durata del periodo di regolazione di ciascun servizio anche tenendo conto delle esigenze connesse alla valutazione *ex ante* ed *ex post* delle previsioni formulate nei *business plan*;
- b) in relazione al precedente punto b) (*cost assessment*), che nella valutazione delle previsioni di spesa sia valutata la possibilità di ricorrere anche ad analisi di *benchmarking* internazionale e che, nei limiti del possibile, sia adottato un approccio *cross-sector*, al fine di evitare disallineamenti non giustificati tra settori;
- c) in relazione al precedente punto d) (*gestione delle incertezze*), che nella gestione delle incertezze rispetto alle previsioni dei *business plan* siano valutati i criteri di allocazione del rischio tra imprese e clienti del servizio nel rispetto dei principi fissati dalla legge 481/95.

RITENUTO, PERTANTO, OPPORTUNO:

- in coerenza con le indicazioni del Quadro Strategico 2022-2025, avviare un procedimento per l'applicazione del modello di determinazione del costo riconosciuto basato sulla spesa totale, c.d. *ROSS-integrale*, con gli obiettivi e nei limiti indicati nei punti precedenti, che tenga conto dei criteri generali per la determinazione del costo riconosciuto (*ROSS-base*) che saranno definiti nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione 271/2021/R/COM;
- attribuire la responsabilità del procedimento al Direttore della Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling* (DIEU), conferendo, al medesimo, mandato per l'acquisizione di tutti i dati, le informazioni e gli elementi di valutazione utili per la predisposizione di documenti per la consultazione contenenti gli orientamenti dell'Autorità, anche convocando eventuali incontri tecnici e *focus group*;
- prevedere che la concreta applicazione ai singoli servizi dei criteri di regolazione *ROSS-integrale* sia definita nell'ambito di provvedimenti specifici di fissazione dei criteri di regolazione per ciascun servizio infrastrutturale regolato dei settori elettrico e gas;

- prevedere che il procedimento si sviluppi secondo scadenze differenziate, e in particolare che:
 - a) sia pubblicata entro il 31 dicembre 2023, una delibera-quadro contenente i criteri generali della regolazione *ROSS-integrale*;
 - b) siano pubblicati nel corso del 2024, tenuto conto delle esigenze di sperimentare concretamente mediante applicazioni sperimentali i criteri di regolazione *ROSS-integrale*, i provvedimenti settoriali specifici per i diversi servizi regolati, che dovranno contenere altresì le modalità e gli obiettivi delle sperimentazioni;
- rendere disponibili, in relazione allo sviluppo del procedimento, documenti per la consultazione contenenti gli orientamenti dell’Autorità

DELIBERA

1. di avviare un procedimento per la definizione dei criteri di regolazione secondo il modello *ROSS-integrale* che, insieme ai criteri generali per la determinazione del costo riconosciuto (*ROSS-base*) che saranno definiti in esito al procedimento avviato con la deliberazione 271/2021/R/COM, diano attuazione allo sviluppo della regolazione per obiettivi di spesa e di servizio (*ROSS*);
2. di prevedere che il procedimento sia condotto nel rispetto dei principi e degli indirizzi generali richiamati in premessa e in particolare:
 - a. prevedere che le previsioni di spesa e di obiettivi di servizio siano formulate dalle imprese nell’ambito di *business plan* predisposti sulla base delle indicazioni fornite dall’Autorità;
 - b. prevedere che siano definiti criteri per la valutazione (controllo *ex ante*) da parte dell’Autorità delle previsioni formulate dalle imprese nei *business plan*, sia in termini di volumi e obiettivi di servizio, sia in termini di costo dello stesso servizio (*cost assessment*);
 - c. prevedere modalità di integrazione, per quanto opportuno, dei meccanismi incentivanti *output-based* oggi vigenti all’interno del modello *ROSS-integrale*;
 - d. prevedere criteri di regolazione per la gestione delle incertezze relative alle previsioni formulate nei *business plan*;
 - e. definire la metodologia nonché prevedere lo sviluppo di sistemi di reportistica e monitoraggio, per la verifica dell’effettivo livello di spesa, a fronte dell’effettivo grado di raggiungimento degli *output* e delle *performance* tecniche e di qualità (controllo *ex post*);
3. di attribuire la responsabilità del procedimento di cui al precedente punto 1 al Direttore della Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling* (DIEU), conferendo al medesimo mandato per l’acquisizione di tutti i dati, le informazioni e gli elementi di valutazione utili per la predisposizione di documenti per la consultazione contenenti gli orientamenti dell’Autorità, anche convocando eventuali incontri tecnici e *focus group*;
4. di prevedere che il procedimento di cui al punto 1 si sviluppi secondo le seguenti tempistiche:

- a. entro il 31 dicembre 2023, in relazione alla delibera-quadro contenente i criteri generali della regolazione *ROSS-integrale*;
 - b. entro il 31 dicembre 2024, in relazione ai provvedimenti settoriali specifici per i diversi servizi regolati;
5. di rendere disponibili, in relazione allo sviluppo del procedimento di cui al precedente punto 1, i documenti per la consultazione contenenti gli orientamenti dell'Autorità;
 6. di pubblicare il presente provvedimento sul sito internet dell'Autorità www.arera.it.

25 ottobre 2022

IL PRESIDENTE
Stefano Besseghini