

**DELIBERAZIONE 3 AGOSTO 2017**  
**575/2017/R/GAS**

**CRITERI DI REGOLAZIONE DELLE TARIFFE DEL SERVIZIO DI TRASPORTO DI GAS  
NATURALE PER IL PERIODO TRANSITORIO NEGLI ANNI 2018 E 2019**

**L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA IL GAS  
E IL SISTEMA IDRICO**

Nella riunione del 3 agosto 2017

**VISTI:**

- la direttiva 2009/73/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009;
- il Regolamento (CE) 713/2009 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009 che istituisce un'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia;
- il Regolamento (CE) 715/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009, come modificato con la decisione della Commissione del 10 novembre 2010;
- il Regolamento (UE) 994/2010 del Parlamento europeo e del Consiglio del 20 ottobre 2010, concernente misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas;
- il Regolamento (UE) 460/2017 del 16 marzo 2017 che istituisce un codice di rete relativo a strutture tariffarie armonizzate per il trasporto del gas (di seguito: Regolamento 460/2017, o Codice TAR);
- la comunicazione della Commissione del 17 novembre 2010, recante "Priorità per le infrastrutture energetiche per il 2020 e oltre. Piano per una rete energetica europea integrata", COM(2010) 677;
- la direttiva 2012/27/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2012 sull'efficienza energetica;
- il Regolamento (UE) 347/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 17 aprile 2013;
- il Regolamento (UE) 312/2014 della Commissione, del 26 marzo 2014, che istituisce un codice di rete relativo al bilanciamento del gas nelle reti di trasporto;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 e sue successive modifiche e integrazioni;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, come successivamente integrato;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239 e sue successive modifiche e integrazioni;
- il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93 e sue successive modifiche e integrazioni (di seguito: decreto legislativo 93/11);

- il decreto legislativo 16 dicembre 2016, n. 257, recante la disciplina di attuazione della direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 22 ottobre 2014, sulla realizzazione di una infrastruttura per i combustibili alternativi;
- la deliberazione dell’Autorità per l’energia elettrica il gas e il sistema idrico (di seguito: Autorità) 17 luglio 2002, 137/02 e sue successive modifiche ed integrazioni;
- la deliberazione dell’Autorità 14 novembre 2013, 514/2013/R/GAS (di seguito: deliberazione 514/2013/R/GAS), e il relativo Allegato A (di seguito: RTTG 2014-2017);
- la deliberazione dell’Autorità 18 settembre 2014, 446/2014/R/COM;
- la deliberazione dell’Autorità 15 gennaio 2015, 3/2015/A di adozione del Piano strategico dell’Autorità per il quadriennio 2015-2018 (di seguito: Piano strategico 2015-2018);
- la deliberazione dell’Autorità 12 febbraio 2015, 46/2015/R/GAS, recante le direttive per le connessioni di impianti di biometano alle reti del gas naturale;
- la deliberazione dell’Autorità 2 dicembre 2015, 583/2015/R/COM e il relativo allegato A, recante 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 2016-2021 (TIWACC);
- la deliberazione dell’Autorità 23 dicembre 2015, 654/2015/R/EEL;
- la deliberazione dell’Autorità 24 marzo 2016, 137/2016/R/COM, e il relativo Allegato A, recante il Testo integrato delle disposizioni dell’Autorità in merito agli obblighi di separazione contabile (*unbundling* contabile) per le imprese operanti nei settori dell’energia elettrica, del gas e per i gestori del servizio idrico integrato e relativi obblighi di comunicazione (TIUC);
- la deliberazione dell’Autorità 16 giugno 2016, 312/2016/R/GAS e in particolare l’Allegato A (TIB), come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell’Autorità 28 giugno 2016, 351/2016/R/GAS (di seguito: deliberazione 351/2016/R/GAS);
- la deliberazione dell’Autorità 17 novembre 2016, 669/2016/R/GAS (di seguito: deliberazione 669/2016/R/GAS);
- la deliberazione dell’Autorità 23 febbraio 2017, 82/2017/R/GAS (di seguito: deliberazione 82/2017/R/GAS);
- il documento per la consultazione 8 giugno 2017, 413/2017/R/GAS (di seguito: documento per la consultazione 413/2017/R/GAS).

**CONSIDERATO CHE:**

- con la deliberazione 514/2013/R/GAS, l’Autorità ha stabilito i criteri per la determinazione delle tariffe di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il quarto periodo di regolazione (1 gennaio 2014 – 31 dicembre 2017);
- l’Autorità, con il Piano strategico per il quadriennio 2015-2018, ha individuato alcuni specifici obiettivi per la regolazione tariffaria del servizio di trasporto e

dispacciamento del gas naturale, tra i quali ipotesi di intervenire sulle modalità di aggiornamento dei corrispettivi di trasporto, anche per aumentarne la prevedibilità;

- con il 31 dicembre 2017 si conclude il periodo di vigenza del Testo Unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di trasporto e dispacciamento del gas naturale.

**CONSIDERATO CHE:**

- con la deliberazione 82/2017/R/GAS, l’Autorità ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità del servizio di trasporto del gas naturale, per il quinto periodo di regolazione (5PRT);
- con il documento per la consultazione 413/2017/R/GAS, l’Autorità ha esposto i criteri alla base delle principali linee di intervento che intende sviluppare nel corso del procedimento, e ha inoltre analizzato le tematiche relative alla proroga degli attuali criteri di regolazione nelle more dell’avvio del 5PRT;
- con riferimento alla decorrenza del 5PRT, in virtù della portata innovativa del Codice TAR rispetto alla disciplina vigente, nel documento per la consultazione 413/2017/R/GAS l’Autorità ha evidenziato l’esigenza di disporre di un adeguato periodo di tempo per proporre, nell’ambito del processo di consultazione, misure coerenti con il quadro comunitario; pertanto, ha pertanto espresso l’orientamento di far decorrere la validità del 5PRT a partire dall’anno 2020.

**CONSIDERATO CHE:**

- nel documento per la consultazione 413/2017/R/GAS l’Autorità, ai fini della determinazione della disciplina tariffaria per gli anni 2018 e 2019, ha prospettato la necessità di garantire una sostanziale continuità regolatoria confermando l’applicazione dei criteri di regolazione di cui alla RTTG 2014-2017, ipotizzando di introdurre alcuni correttivi alla determinazione dei ricavi, in un’ottica di maggiore selettività degli investimenti, e alla determinazione dei corrispettivi, anche in un’ottica di semplificazione e di maggiore prevedibilità dei medesimi;
- in particolare, in relazione alla determinazione del **costo riconosciuto**, l’Autorità ha prospettato la necessità di:
  - superare il criterio di maggiorazione forfettaria della remunerazione del capitale investito a copertura degli effetti del *lag* regolatorio, includendo nel riconoscimento tariffario anche i valori di preconsuntivo degli investimenti;
  - con riferimento alla remunerazione del capitale investito riconosciuto:
    - (i) confermare, per l’anno 2018, il valore del tasso di remunerazione pari a 5,4%;
    - (ii) per l’anno 2019 non prevedere aggiornamenti ulteriori rispetto a quelli già previsti dagli articoli 5 (aggiornamento dei parametri comuni a tutti i servizi regolati) e 6 (aggiornamento del livello del *gearing*) del TIWACC;
  - con riferimento ai meccanismi di incentivazione per i nuovi investimenti:

- (i) salvaguardare gli effetti incentivanti sugli investimenti entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2017;
- (ii) applicare, per gli investimenti che entrano in esercizio nel periodo 2018-2019, un'incentivazione *input-based* residuale transitoria pari ad una maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito dell'1%, riconosciuta per 12 anni, subordinando tale incentivazione a:
  - o inclusione dell'intervento in un Piano di sviluppo del gestore del sistema di trasporto già pubblicato dall'impresa di trasporto;
  - o evidenza di consistenti benefici netti monetizzabili per il sistema del gas o, qualora non sia presente un'analisi costi-benefici, valutazione non negativa dell'intervento da parte dell'Autorità espressa ai sensi dell'articolo 16 del decreto legislativo n. 93/11 e della deliberazione 351/2016/R/GAS;
- (iii) determinare un valore massimo del costo di investimento ammesso all'incentivazione e oggetto di maggiorazione del tasso di remunerazione;
- con riferimento agli obiettivi di recupero d'efficienza, utilizzare un *X-factor* dimensionato al fine di riassorbire negli anni 2018 e 2019 le efficienze realizzate nel corso del terzo periodo di regolazione (c.d. *PS2<sub>12</sub>*);
- confermare la disciplina relativa al riconoscimento dei costi sostenuti per l'autoconsumo, le perdite di rete e il gas non contabilizzato adottata con la RTTG 2014-2017, ad eccezione dei meccanismi di conguaglio;
- in relazione alla **fissazione dei corrispettivi tariffari**, l'Autorità ha prospettato la necessità di:
  - con riferimento all'aggiornamento del corrispettivo unitario variabile *CV*, tenere conto dei valori più aggiornati dei quantitativi di riferimento per il suo dimensionamento;
  - con riferimento ai corrispettivi tariffari e alle quote percentuali di autoconsumo:
    - (i) prevedere di attribuire ai punti di entrata una quota di ricavi della rete nazionale di gasdotti pari al 40%, al fine di tenere in considerazione il livello di utilizzo registrato negli ultimi anni della capacità di trasporto associata a tali infrastrutture, recuperando la restante parte dei ricavi della rete nazionale di gasdotti tramite l'applicazione dei corrispettivi di uscita;
    - (ii) fissare per il periodo 2018-2019 un'unica configurazione di flussi prevalenti di gas nella rete alla punta di consumo, al fine di sterilizzare i possibili effetti di variazione delle tratte in controflusso nella determinazione dei costi unitari di tratta;
    - (iii) prevedere l'applicazione di un coefficiente a copertura del gas di autoconsumo indifferenziato per punto di entrata;

- con riferimento alle **tempistiche per l’approvazione e pubblicazione dei corrispettivi**:
  - per l’anno tariffario 2018, anticipare al 15 novembre 2017 il termine entro il quale l’impresa maggiore di trasporto trasmette all’Autorità le informazioni di cui al comma 21.3 della *RTTG 2014-2017*;
  - per l’anno tariffario 2019, anticipare al 30 marzo 2018 il termine entro il quale le imprese di trasporto devono presentare all’Autorità le proposte tariffarie, e anticipare al 15 maggio 2018 il termine entro il quale l’impresa maggiore di trasporto trasmette all’Autorità le informazioni di cui al comma 21.3 della *RTTG 2014-2017*.

**CONSIDERATO CHE:**

- in relazione alla determinazione del **costo riconosciuto** le osservazioni pervenute dagli operatori hanno evidenziato che, con riferimento ai meccanismi di incentivazione:
  - al fine di salvaguardare le decisioni di investimento effettuate sulla base del quadro regolatorio vigente, sia necessario mantenere l’attuale incentivazione per gli investimenti avviati entro l’anno 2017 che entreranno in esercizio nel periodo transitorio 2018 e 2019;
  - l’incentivo debba essere applicato ai costi effettivamente sostenuti dall’operatore e a tutti gli interventi di sviluppo per i quali i benefici siano maggiori ai costi;
- in relazione alla **fissazione dei corrispettivi tariffari**, le osservazioni degli operatori hanno evidenziato:
  - con riferimento alla proposta di adottare una ripartizione *entry/exit* pari a 40/60:
    - la maggior parte dei soggetti ha accolto positivamente la proposta di modificare l’attuale ripartizione dei ricavi, segnalando comunque l’esigenza di adottare una ripartizione maggiormente funzionale a perseguire la competitività del sistema gas italiano attribuendo ai punti di entrata una quota di ricavi anche inferiore rispetto alla percentuale proposta;
    - alcuni operatori hanno segnalato che non risulterebbe “*chiara né esplicitata la logica alla base della quale la riduzione della quota entry proposta sia determinata al 40%*” e propongono in alternativa una modalità di calcolo che prevede di:
      - enucleare dai costi riconosciuti dall’impresa quelli riconducibili ai c.d. Progetti di Interesse Comune (da recuperare attraverso meccanismi di *cross border cost allocation*) e quelli associati alle capacità strumentali per soddisfare le esigenze di sicurezza e competitività del sistema (che dovrebbero essere sostenuti dai clienti che ne beneficiano);

- ripartire, al netto dei costi enucleati, i costi di rete nazionale sulla base del rapporto tra capacità di trasporto conferita nei punti di entrata e la capacità complessivamente offerta nei medesimi punti;
- alcuni soggetti, in particolar modo produttori di energia elettrica, hanno osservato che le misure proposte devono essere necessariamente rese note con adeguato anticipo, anche di due anni, al fine di poterle considerare all'interno delle proprie strategie di offerta dei prodotti a termine e di non introdurre effetti distorsivi sui contratti di fornitura già sottoscritti per il periodo transitorio; tali misure dovrebbero essere inoltre accompagnate necessariamente da interventi di mitigazione tra i quali una revisione complessiva della disciplina degli oneri generali di sistema e il ripristino dello sconto distanza sulla rete regionale in vigore nel terzo periodo di regolazione;
- con riferimento all'aggiornamento del corrispettivo unitario variabile *CV* alcuni soggetti condividono la proposta di aggiornare i volumi di riferimento; altri soggetti evidenziano come l'anno 2016 sia stato caratterizzato da fenomeni straordinari che hanno determinato profili anomali nelle immissioni di gas nella rete nazionale, e propongono alcune soluzioni alternative tra le quali il mantenimento dell'attuale *driver*;
- con riferimento al coefficiente a copertura degli autoconsumi, sebbene alcuni soggetti siano favorevoli alla proposta di introdurre un coefficiente indifferenziato per punti di entrata, altri soggetti ritengono più opportuno mantenere l'attuale configurazione che prevede coefficienti differenziati per punto di entrata, nel rispetto del principio della *cost reflectivity* e secondo il principio di una sostanziale proroga degli attuali criteri di regolazione.

#### CONSIDERATO INFINE CHE:

- nell'ambito del procedimento è stato segnalato all'Autorità che, in presenza di discontinuità regolatorie, quali quelle connesse alle decisioni oggetto del presente provvedimento, si rendono necessarie misure volte a mitigarne gli effetti per i titolari di contratti di trasporto di lungo periodo, disponendo possibili interventi regolatori specifici;
- per il periodo 2014-2017 le disposizioni in materia di corrispettivo per il servizio di misura del trasporto gas svolto dalle imprese di trasporto sono contenute nell'articolo 2 della deliberazione 514/2013/R/GAS, come in ultimo prorogato dalla deliberazione 669/2016/R/GAS.

#### RITENUTO CHE:

- in relazione alla determinazione del **costo riconosciuto**, in merito al meccanismo di incentivazione, risulti necessario:

- garantire agli investimenti già avviati nel corso del periodo di regolazione un'adeguata stabilità regolatoria, prevedendo tuttavia, come già prefigurato all'inizio del periodo di regolazione 2014-2017 e in coerenza con le decisioni adottate dall'Autorità nel settore elettrico, un percorso di graduale uscita dalle logiche di incentivazione basate puramente sugli *input* e, in ultima analisi, sul capitale effettivamente investito;
- acquisire, nel corso del periodo transitorio, ulteriori dati e informazioni finalizzati alla definizione di un livello di costo di investimento efficiente, in vista anche del definitivo superamento delle logiche di incentivazione *input-based* e del passaggio a logiche di regolazione *output-based*.
- in relazione alla **fissazione dei corrispettivi tariffari**:
  - l'enucleazione dei costi di infrastrutture riconducibili a progetti di interesse comune e/o per la sicurezza e la competitività del sistema sia operazione, oltre che particolarmente complessa e laboriosa, dall'esito incerto visto l'elevato livello di discrezionalità nell'individuazione di dette infrastrutture a causa dell'elevato grado di magliatura della rete di trasporto, che, per sua natura, assolve a una pluralità di funzioni; tra queste si evidenziano a solo titolo esemplificativo, oltre alla sicurezza del sistema e degli approvvigionamenti e alla competitività del mercato, il rifornimento dei clienti domestici, il rispetto delle specifiche di qualità del gas, la garanzia in continuità dei livelli minimi di pressione contrattuali, la miscelazione del gas, il bilanciamento operativo della rete;
  - sia opportuno precisare il criterio considerato dall'Autorità nella proposta contenuta nel documento per la consultazione 413/2017/R/GAS di fare riferimento al livello di utilizzo delle infrastrutture negli ultimi anni; in particolare si ritiene opportuno fare riferimento alla massima capacità giornaliera utilizzata in ciascun punto di entrata della rete nazionale di gasdotti, esclusi i siti di stoccaggio, registrata negli ultimi due anni termici disponibili, vale a dire il 2014-15 e il 2015-16 e il cui valore risultante a pari a circa il 40%;
  - il criterio di cui al precedente alinea meglio rifletta il grado di utilizzo fisico delle infrastrutture di ingresso nella rete rispetto al criterio alternativo riferito alle capacità conferite prospettato nell'ambito della consultazione: la capacità conferita è un parametro prettamente commerciale che, per sua natura, non intercetta il grado di saturazione effettivo delle infrastrutture;
  - con riferimento alle istanze formulate in particolar modo dai soggetti produttori di energia elettrica relativamente alla decorrenza della modifica della ripartizione dei ricavi di cui sopra, tali osservazioni debbano in ogni caso essere valutate anche tenuto conto delle misure di mitigazione già adottate, quali l'avvio del progetto pilota per il conferimento di capacità presso i punti di riconsegna che alimentano impianti di generazione di energia elettrica, nonché delle ulteriori misure che saranno prossimamente avviate quali quelle in materia di disciplina del mercato della capacità;

- sia opportuno rinviare la valutazione di eventuali ulteriori interventi di mitigazione, in particolar modo per i soggetti a maggior consumo di gas naturale, nell'ambito della riforma della disciplina degli oneri generali di sistema;
- non sia percorribile l'ipotesi di ripristino dello sconto distanza sulla rete regionale in vigore nel terzo periodo di regolazione nella prospettiva di una completa implementazione delle norme del Codice TAR, specialmente nel caso in cui i costi relativi alle reti di trasporto regionale dovessero essere inclusi nel medesimo perimetro dei costi relativi alle reti di trasporto nazionale, e dunque essere allocati secondo un unico, ed univoco, criterio della distanza per tutti i punti del sistema;
- in merito all'aggiornamento del corrispettivo unitario variabile *CV*, risulti necessario adottare un *driver* per il dimensionamento che non risenta degli andamenti straordinari della domanda del gas segnalati dagli operatori relativamente alle immissioni nell'anno 2016;
- con riferimento al coefficiente a copertura degli autoconsumi, risulti preferibile adottare una soluzione che consenta di anticipare l'applicazione a regime delle norme del Codice TAR, anche in un'ottica di semplificazione della struttura dei corrispettivi.

**RITENUTO, PERTANTO, OPPORTUNO:**

- prorogare, per gli anni 2018 e 2019, le disposizioni di cui alla RTTG 2014-2017, integrate con le richiamate disposizioni in materia di misura di cui all'articolo 2 della deliberazione 514/2013/R/GAS, salvo quanto precisato nei punti successivi;
- in relazione alla determinazione del **costo riconosciuto**:
  - includere nel riconoscimento tariffario anche i valori di preconsuntivo degli investimenti, in analogia al servizio di trasmissione elettrica;
  - con riferimento alla remunerazione del capitale investito riconosciuto :
    - (i) per l'anno 2018, confermare un valore del tasso di remunerazione pari a 5,4%;
    - (ii) per l'anno 2019, non prevedere aggiornamenti ulteriori rispetto a quelli già previsti dagli articoli 5 (aggiornamento dei parametri comuni a tutti i servizi regolati) e 6 (aggiornamento del livello del *gearing*) del TIWACC;
  - in merito al meccanismo di incentivazione:
    - (i) applicare il meccanismo *input-based* residuale per gli investimenti che entrano in esercizio negli anni 2018 e 2019;
    - (ii) prevedere, per gli investimenti che entrano in esercizio negli anni 2018 e 2019 e che sono avviati successivamente al 31 dicembre 2017, l'applicazione di tale meccanismo a condizione che sia fornita evidenza di consistenti benefici netti monetizzabili, nella fattispecie che sia dimostrato un rapporto tra benefici e costi superiore a 1,5;

- (iii) rimandare al 5PRT l'introduzione di logiche di efficientamento dei costi di investimento;
- in merito all'aggiornamento del corrispettivo unitario variabile CV:
  - (i) confermare l'ipotesi prospettata in consultazione di determinare l'*X-factor* al fine di riassorbire nel biennio 2018-2019 le quote residue delle efficienze realizzate nel corso del secondo e del terzo periodo di regolazione, prevedendo tuttavia, in ragione di esigenze di semplicità amministrativa, di applicare un *X-factor* costante ai fini delle determinazioni tariffarie del 2018 e del 2019;
  - (ii) utilizzare i medesimi volumi di riferimento del quarto periodo di regolazione per la determinazione del *driver*;
- confermare la disciplina relativa al riconoscimento dei costi sostenuti per l'autoconsumo, le perdite di rete e il gas non contabilizzato adottata con la RTTG 2014-2017, tenuto conto degli effetti del TIB;
- in relazione alla **fissazione dei corrispettivi tariffari**, prevedere:
  - di adottare, per il periodo 2018-2019, una ripartizione *entry/exit* dei ricavi di rete nazionale pari a 40/60;
  - di fissare per il periodo 2018-2019 una unica configurazione di flussi prevalenti di gas nella rete alla punta di consumo, al fine di sterilizzare i possibili effetti di variazione delle tratte in controflusso nella determinazione dei costi unitari di tratta;
  - di applicare un coefficiente a copertura del gas di autoconsumo indifferenziato per punto di entrata;
- con riferimento alle **tempistiche per l'approvazione e pubblicazione dei corrispettivi**:
  - per l'anno tariffario 2018, anticipare al 15 novembre 2017 il termine entro il quale l'impresa maggiore di trasporto trasmette all'Autorità le informazioni di cui al comma 21.3 della RTTG 2014-2017;
  - per l'anno tariffario 2019, anticipare al 30 marzo 2018 il termine entro il quale le imprese di trasporto devono presentare all'Autorità le proposte tariffarie, e anticipare al 15 maggio 2018 il termine entro il quale l'impresa maggiore di trasporto trasmette all'Autorità le informazioni di cui al comma 21.3 della RTTG 2014-2017;
- rinviare agli esiti di una specifica consultazione, da avviare in contemporanea al presente provvedimento, la possibile adozione di misure volte a mitigare gli effetti della discontinuità regolatoria introdotta con il presente provvedimento, in particolare per i titolari di contratti di trasporto di lungo periodo

## **DELIBERA**

1. di approvare la Parte II del Testo Unico della regolazione della qualità e delle tariffe per i servizi di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo 2014-2017 (TUTG), relativa alla Regolazione delle tariffe per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo di regolazione 2014-2017 e per il periodo transitorio 2018-2019, allegata alla presente deliberazione di cui forma parte integrante e sostanziale (*Allegato A*);
2. di confermare per il biennio 2018-2019 il valore del  $\beta^{asset}$ , di cui al comma 1.1 del TIWACC, relativo al servizio di trasporto del gas naturale e di prevederne il successivo aggiornamento con efficacia dal 2020;
3. di pubblicare il presente provvedimento sul sito internet dell'Autorità [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it).

3 agosto 2017

IL PRESIDENTE  
*Guido Bortoni*