

**Osservazioni di Eni S.p.A. al documento per la consultazione 375/2019/R/com
dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente**

**"REVISIONE DELLE MODALITA' DI ALLOCAZIONE DEI COSTI RELATIVI AL
MECCANISMO DEI TITOLI DI EFFICIENZA ENERGETICA E DI APPLICAZIONE
DELLE COMPONENTI TARIFFARIE RE E RE_T"**

San Donato Milanese, 11 novembre 2019

Il presente documento rappresenta le osservazioni di Eni S.p.A. al documento per la consultazione 375/2019/R/com (di seguito: DCO) relativo alla revisione delle modalità di allocazione dei costi relativi al meccanismo dei titoli di efficienza energetica e di applicazione delle componenti tariffarie RE e RE_T.

I contenuti del presente documento evidenziati in giallo sono da intendersi confidenziali.

Preliminarmente, Eni esprime piena condivisione e apprezzamento per l'iniziativa posta in consultazione dall'Arera, volta a garantire una maggiore efficienza dei mercati attraverso una revisione delle logiche di attribuzione degli oneri a carico degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da gas naturale. La proposta ha infatti il pregio di rimuovere una distorsione dell'efficienza produttiva e del *merit order* delle fonti produttive nel mix di *power generation*, sottraendo i volumi di gas utilizzati per la produzione di energia elettrica destinata all'immissione in rete dal perimetro di applicazione degli oneri legati ai Titoli di Efficienza Energetica, con impatti positivi sul PUN tenuto conto del numero rilevante di ore durante le quali il gas rappresenta la tecnologia marginale. Infatti, il prezzo che i produttori termoelettrici offrono nei mercati dell'energia elettrica tiene inevitabilmente conto dei costi variabili sostenuti per la produzione, tra i quali rientrano, ovviamente, anche quelli derivanti dalle componenti RE e RE_T. Ne consegue che, come correttamente valutato nel DCO, a carico della clientela finale elettrica vengono oggi posti non solo – direttamente - i quantitativi definiti nelle componenti parafiscali a tal fine previste e a loro direttamente applicate (elemento AUC_{7RIM} della componente ARIM), ma anche – indirettamente e in modo necessariamente amplificato dai rendimenti di trasformazione - le componenti RE e RE_T versate dai clienti gas che svolgono attività termoelettriche, che sono più propriamente da considerarsi come attività di trasformazione. A ciò si aggiunge la rendita inframarginale conseguita da impianti di produzione che utilizzano tecnologie meno performanti o più inquinanti, e la riduzione della competitività rispetto a impianti di produzione di energia elettrica che sfruttano la medesima tecnologia in altri Paesi europei.

Alla luce di quanto sopra, la proposta dell'Autorità di porre direttamente sui clienti finali del settore elettrico i costi attualmente allocati ai gestori di impianti termoelettrici alimentati da gas naturale ha il pregio di risultare economicamente più conveniente per detti clienti finali, senza al contempo implicare un aumento dei costi allocati agli altri clienti finali del settore gas.

Ciò premesso, in merito alle modalità che l'Arera prospetta per l'applicazione delle componenti tariffarie RE e RE_T e per garantire la copertura complessiva dei costi del meccanismo dei TEE, si osserva quanto segue.

Le tre macro-tipologie di soggetti che esercitano l'attività di generazione termoelettrica individuate nel DCO (*cf.* paragrafo 4.1.) non appaiono esaustive e mutuamente esclusive rispetto alle possibili casistiche che si possono presentare; in particolare, a nostro avviso sono due gli aspetti di cui la tassonomia proposta nel documento non tiene conto in modo appropriato:

- 1) gli impianti cogenerativi possono essere anche di grande dimensioni (come nel caso degli impianti del gruppo Eni) e rientrare nella tipologia A: ovvero vi sono anche impianti cogenerativi connessi alla rete di trasporto gas;
- 2) in un Sistema di Distribuzione Chiuso (SDC) la "produzione netta", intesa come il valore dell'energia prodotta letta ai morsetti della centrale (ovvero al netto della quantità assorbita dai servizi ausiliari e dalle perdite di trasformazione), è considerata come integralmente immessa nel sistema elettrico nazionale senza quote destinate ad autoconsumo (c.d. "dispacciamento entrante"); in un Sistema Semplice di Produzione e Consumo (SSPC) essa può invece essere in tutto o in parte autoconsumata. I SSPC sono normalmente associati alla generazione diffusa (a cui vengono assimilate le tipologie B e C) ma è possibile che rientrino anche nella tipologia A (ad esempio gli SSPC Eni di Bolgiano, Livorno e Taranto che sono connessi a rete SRG con un PdR dedicato).

A prescindere dalla particolare configurazione impiantistica, che può pertanto rientrare o meno nelle esemplificazioni individuate nel DCO, in coerenza con la *ratio* individuata dall'Autorità, a guidare nella determinazione dei volumi di gas naturale sui quali non applicare la quota parte di RE e RE_T a copertura degli oneri derivanti dal meccanismo dei TEE (di seguito: "quota RE/RE_T") dovrà essere la quantità di energia elettrica immessa nel sistema elettrico nazionale. Di conseguenza, potrà essere necessario stabilire, in relazione ad un singolo impianto:

- quanto gas naturale sia utilizzato per produrre calore, nel caso di impianti termoelettrici cogenerativi;
- quanto gas sia destinato alla produzione di energia elettrica autoconsumata in sito da clienti non serviti mediante approvvigionamento dal sistema elettrico nazionale, nel caso di impianti termoelettrici inseriti all'interno di un SSPC;
- quanto gas sia destinato alla produzione di energia elettrica immessa nel sistema elettrico nazionale, nel caso di impianti termoelettrici inseriti all'interno di un SDC o di un SSPC.

In merito alle modalità da seguire per la determinazione della quantità di gas naturale impiegata ai fini di produzione elettrica, appare critica l'adozione del criterio proposto nel DCO (c.d. "rendimento elettrico depurato") poiché l'energia termica prodotta, utilizzata alla base del calcolo, dovrebbe essere oggetto di apposita definizione, rilevazione da parte dell'operatore e

controllo da parte di un soggetto terzo, con conseguenti oneri gestionali (in alcuni casi potrebbe essere anche necessario installare nuovi strumenti di misura).

Ai fini della determinazione del quantitativo di gas naturale asservito alla produzione elettrica si propone pertanto di utilizzare il criterio fiscale, prendendo a riferimento il quantitativo di gas naturale sul quale i fornitori applicano l'aliquota di accisa per la produzione elettrica. Tale metodo consente di individuare la quantità di gas associato alla produzione di energia elettrica lorda, e pertanto di non considerare *ex nunc* il gas utilizzato per la produzione di calore.

Tenuto conto che l'attribuzione fiscale riguarda la produzione lorda di energia elettrica, al fine di individuare la quantità di gas naturale da non assoggettare alla quota RE/RE_T (ossia la quantità di gas naturale associata alla produzione elettrica netta immessa nel sistema elettrico nazionale) sarà poi necessario procedere al defalco dall'attribuzione fiscale:

- del gas naturale utilizzato per la produzione di energia elettrica assorbita dai sistemi ausiliari; e
- nei soli casi di impianti termoelettrici inseriti in SSPC, dell'energia elettrica autoconsumata in sito, ossia da clienti che non sono serviti mediante approvvigionamento dal sistema elettrico nazionale.

In merito alle modalità con le quali gestire l'esenzione dal pagamento della quota RE/RE_T , ci pare che la prima ipotesi rappresentata dall'Arera ("ipotesi 1") possa potenzialmente generare effetti distorsivi di prezzo e della concorrenza, tenuto conto che i soggetti diversi dalla "tipologia A" sarebbero esposti al costo finanziario legato all'anticipazione della quota RE/RE_T salvo successiva restituzione di una parte di quanto corrisposto.

Nell'"ipotesi 2", invece, i citati effetti distorsivi verrebbero evitati. Tuttavia i costi legati all'esposizione finanziaria alla quale sarebbero assoggettati tutti i produttori termoelettrici in tale seconda ipotesi, indipendentemente dalla tipologia a cui appartengono, verrebbero verosimilmente trasferiti sul prezzo PUN.

Si consiglia pertanto di adottare un "approccio *ex-ante*" per tutti i produttori termoelettrici, indipendentemente dalla tipologia a cui appartengono, applicando loro la quota RE/RE_T solo *ex-post*, alla scadenza dei termini previsti per il calcolo dei conguagli e con riferimento alle quantità di gas naturale utilizzato per produrre calore (nel caso di impianti termoelettrici cogenerativi) e alle quantità di gas naturale utilizzato per la produzione di energia elettrica autoconsumata in sito da clienti non serviti mediante approvvigionamento dal sistema elettrico nazionale (nel caso di impianti termoelettrici inseriti all'interno di un SSPC). In questo modo si eliminerebbero

completamente i costi legati all'esposizione finanziaria dei produttori termoelettrici nelle altre due soluzioni proposte nel DCO, evitando così effetti di trasferimento sul prezzo PUN.

Questa terza soluzione ci sembra la migliore, dal punto di vista logico e sostanziale, pur richiedendo interventi di adeguamento dei sistemi di fatturazione da parte dei fornitori di gas che rendono auspicabile la definizione dell'intervento regolatorio con congruo anticipo rispetto alla data di applicazione.

Infine, in merito alle modalità di recupero del mancato gettito della quota RE/RE_T conseguente alla revisione proposta, si suggerisce che tale recupero avvenga attraverso la quota fissa (intesa come la componente in euro/POD/anno) della componente UC₇, in modo da garantire un principio di neutralità che consenta di far gravare il recupero su tutti i clienti finali dell'energia elettrica, ivi compresi quelli presenti su SDC e SSPC che, diversamente, non concorrerebbero alla copertura dell'onere considerata la disciplina delle esenzioni dagli oneri di sistema e di dispacciamento.