

RISPOSTA AL DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE 375/2019/R/COM

Il GSE, in considerazione del ruolo istituzionale svolto nell'ambito dei meccanismi di incentivazione, di promozione della sostenibilità e delle funzioni di rilevanza pubblicistica di competenza, invia il proprio contributo in relazione alla proposta di *"Revisione delle modalità di allocazione dei costi relativi al meccanismo dei titoli di efficienza energetica e di applicazione delle componenti tariffarie RE e REt"* formulata nel DCO 3475/2019/R/COM, del quale si condividono in via generale gli orientamenti, finalizzati ad eliminare i possibili fattori distorsivi del prezzo dell'energia elettrica che si determinano su un mercato basato sul principio del *"system marginal price"*.

E' infatti evidente che gli impianti termoelettrici, pur consumando gas naturale prelevato dalle reti di trasporto o distribuzione, non costituiscono veri e propri "clienti finali" del sistema energetico nel suo complesso, e che vi è al contempo un trasferimento dei costi connessi agli oneri di sistema applicati sulle forniture di gas naturale sui prezzi dell'energia elettrica che induce maggiori costi su tutti i consumatori del settore elettrico.

Ciò detto, si evidenzia, in primo luogo, l'opportunità che la nuova regolazione possa evolvere in maniera omogenea con particolare riferimento agli orientamenti presentati dalla medesima Autorità nell'ambito del documento per la consultazione 345/2019/R/com in materia di condizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e dispacciamento all'energia elettrica prelevata per la successiva immissione in rete con particolare riferimento alle modalità di determinazione di forme ristoro *ex-post* di taluni oneri tariffari.

Tra l'altro, come già esposto in risposta alla succitata consultazione, il contributo operativo e gestionale che il GSE può offrire al Sistema può essere analizzato sotto diversi profili:

- identificazione del perimetro di impianti e di consumi di energia, anche a partire dai dati tecnici dei sistemi e dai dati di misura resi disponibili dal soggetto responsabile della gestione dei dati di misura;
- gestione commerciale delle partite economiche *ex-post*.

Nello specifico, in relazione alle due diverse ipotesi di implementazione di un meccanismo di ristoro dei costi sostenuti dai produttori termoelettrici in relazione alle componenti tariffarie *RE* e *REt*, si rileva che entrambe prevedono la centralizzazione delle attività di identificazione degli impianti aventi diritto in capo al GSE. Al riguardo, il GSE sulla base delle competenze eterogenee maturate nel tempo in una pluralità di ambiti aventi diretta attinenza con le attività oggetto di consultazione (riconoscimento della cogenerazione ad alto rendimento, identificazione e classificazione dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo, gestione di meccanismi commerciali

di ristoro ex-post di oneri quali lo scambio sul posto, etc.), ritiene di poter fornire un utile contributo a favore dell'efficace implementazione della proposta e, nel seguito, espone alcune osservazioni puntuali ai principali spunti.

Considerazioni di carattere generale

La principale differenza che caratterizza le due ipotesi di approccio delineate nel DCO (***approccio misto ex-ante/ex-post e approccio omogeneo ex-post***), è sostanzialmente riconducibile alla diversa modalità di riconoscimento a favore dei produttori termoelettrici "puri" del ristoro della quota delle componenti tariffarie RE e RET a copertura degli oneri derivanti dal meccanismo dei TEE sui consumi di gas naturale necessari alla produzione dell'energia elettrica immessa in rete.

In relazione a tale aspetto, fatta eccezione per il diverso peso in termini di gestione amministrativa che assume la modalità di rimborso *ex-post*, non si evidenziano tuttavia da parte del GSE particolari criticità e, conseguentemente, non si esprime una particolare preferenza per una o l'altra delle ipotesi proposte.

Relativamente alla necessità della preliminare qualificazione di tutti gli impianti termoelettrici che presentano richiesta di accesso al meccanismo e della individuazione delle metodologie da adottare per la corretta quantificazione dei volumi di gas naturale in relazione ai quali deve essere riconosciuto il ripianamento della quota di costo delle componenti tariffarie RE e RET a copertura degli oneri derivanti dal meccanismo dei TEE, il DCO esplicita alcune proposte e fornisce alcune indicazioni in merito alle possibili modalità di gestione del processo.

In relazione a tali aspetti, connotati peraltro da un accentuato contenuto tecnico-specialistico, si rileva, in primo luogo, l'opportunità che la successiva delibera a chiusura del procedimento di consultazione ne rinvi la puntuale definizione ad una specifica "Procedura operativa", predisposta dal GSE per l'approvazione dell'Autorità.

Ciò detto, anche al fine di fornire elementi utili all'individuazione della modalità di calcolo che presenta il miglior rapporto costi/benefici, tenuto conto dell'opportunità di minimizzare, per quanto possibile, la necessità di acquisizione da parte del GSE di dati e informazioni che sono eventualmente già disponibili in quanto trasmesse nell'ambito di altri filoni di attività, si ritiene utile allegare al presente documento alcune informazioni circa la consistenza numerica degli impianti potenzialmente interessati alla partecipazione al meccanismo di ristoro delineato dal DCO 375/2019/R/COM, ed in particolare:

- **All. 1** : Consistenza complessiva degli impianti termoelettrici alimentati, almeno parzialmente, a gas naturale rilevata dai dati nella disponibilità del GSE e raccolti nell'ambito della procedura di identificazione degli ASSPC ai sensi della delibera ARERA 276/2017/R/eel;
- **All. 2**: Consistenza numerica delle "unità di cogenerazione" che hanno richiesto la qualifica CAR al GSE negli ultimi due anni.

Allo stato, il GSE dispone infatti di diversi database anagrafici relativi agli impianti costituenti il potenziale bacino di interesse al meccanismo, in particolare, quello della gestione degli impianti CAR e quello della gestione dei sistemi ASSPC; non si dispone, invece, di database propri circa gli impianti termoelettrici puri, relativamente ai quali tuttavia è possibile acquisire in forma strutturata informazioni dal sistema GAUDI'.

Conseguentemente, risultano disponibili al GSE tutti i dati anagrafici relativi agli impianti registrati sui database in questione funzionali agli scopi per essi previsti, fermo restando che in caso di utilizzo degli stessi ai fini delle attività previste nel DCO 375/2019/R/COM, dovrà comunque essere effettuata una attività di verifica puntuale circa l'attendibilità e la coerenza degli stessi per questa finalità al momento della qualificazione degli impianti.

Considerazioni specifiche relative ad alcune tematiche proposte nell'ambito della consultazione

➤ Modalità di qualificazione degli impianti da ammettere al regime di esenzione o rimborso dei costi

Entrambe le ipotesi di approccio formulate nel DCO, sia nel caso di riconoscimento dell'agevolazione *ex-ante* (mediante tariffa agevolata) che di riconoscimento *ex-post* (mediante rimborso della quota-parte delle componenti tariffarie RE e RET a copertura degli oneri derivanti dal meccanismo dei TEE), prevedono la "qualificazione" dell'impianto di produzione termoelettrica da parte del GSE, previa presentazione da parte del produttore di apposita richiesta. La qualificazione è necessaria per ricondurre gli impianti di produzione nella corretta macro-tipologia di riferimento ed individuare, di conseguenza, le misure di energia e gli algoritmi necessari per la determinazione del gas naturale usato per fini termoelettrici cui riconoscere l'agevolazione.

Si ravvede l'opportunità che la "qualificazione" dell'impianto, ai fini dell'accesso al regime di esenzione o rimborso dei costi, avvenga "*una-tantum*" per tutti gli impianti che desiderano aderire. In fase di accesso al meccanismo, fatta salvo il caso di obbligo di presentazione di una nuova richiesta in caso di variazioni rilevanti ai fini del riconoscimento dell'agevolazione (es. intervenute modifiche impiantistiche), il GSE a seguito dell'analisi individuerebbe le diverse casistiche presenti (termoelettrici puri, cogenerazione, taglia, tecnologia, etc..) definendo l'algoritmo da applicare al caso di specie.

Una volta effettuata la valutazione "*una tantum*", si prevedono due scenari:

1) scenario "standard": note le caratteristiche degli impianti viene applicato un rendimento convenzionale al valore misurato di energia elettrica immesso in rete utilizzando un valore convenzionale del PCI (da approfondire se sia possibile differenziare tale valore in base a caratteristiche geografiche/tecniche dell'impianto) e di un fattore di proporzionalità pro-quota produzione, nel caso di presenza di più gruppi alimentati con combustibile differente, ovvero, nel caso di co-combustione, utilizzando anche grandezze/misure afferenti agli altri combustibili utilizzati;

scenario "misure": con cadenza periodica, sulla base delle misure di energia (e di tutte le grandezze indispensabili alla determinazione dei rendimenti e dell'individuazione della quota parte di energia elettrica immessa in rete prodotta da gas naturale) e degli algoritmi individuati, il GSE provvederà (nei casi di gestione ex-post, ossia di rimborso dei maggiori costi sostenuti), a quantificare ed erogare le somme dovute.

Si evidenzia che, nel caso in cui fosse possibile rilevare la misura di gas naturale prelevato dalla rete, per gli impianti in **cessione totale** potrebbe anche applicarsi una **esenzione ex-ante delle componenti RE e RET** e quindi in tal caso potrebbe risultare **sufficiente la sola qualifica "una tantum"** (senza necessità quindi di applicare degli algoritmi).

➤ **Modalità di determinazione del contributo a copertura dei costi di gestione**

Nel DCO è previsto, in entrambe le ipotesi applicative del meccanismo, il riconoscimento da parte del produttore che presenta la richiesta di "qualificazione" dell'impianto termoelettrico, di un contributo "a copertura dei costi di gestione della pratica".

In relazione a tale aspetto, si ravvisa l'opportunità che il contributo possa essere concepito in forma binomia:

- un contributo quantificato in relazione alla potenza dell'impianto termoelettrico (puro e cogenerativo), a ristoro dei costi di gestione delle attività di qualificazione (prima richiesta e richieste nel caso di modifiche impiantistiche);
- un contributo annuale, in misura fissa, a ristoro dei costi di gestione delle attività amministrative per la quantificazione delle somme da riconoscere a rimborso nei casi di ristoro ex-post.

Si rileva, inoltre, l'opportunità che venga chiaramente esplicitato in delibera che:

- l'avvenuto pagamento del contributo fisso sia condizione necessaria alla procedibilità da parte del GSE dell'attività di qualificazione dell'impianto per il quale è stata presentata richiesta da parte del produttore;
- il contributo fisso dovuto a copertura dei costi connessi all'attività di gestione amministrative necessaria alla quantificazione delle somme da riconoscere a rimborso, sia compensabile con le somme da rimborsare ex-post.

Si evidenzia che, in base alle modalità sopra esposte per la corresponsione del contributo a copertura dei costi di gestione della pratica, nel caso di "*approccio misto ex-ante/ex-post*", gli impianti termoelettrici "puri", per i quali evidentemente non sussisterebbero esigenze di determinazione da parte del GSE dei quantitativi di gas esentati in origine, sarebbero soggetti al pagamento del solo contributo relativo al ristoro dei costi di gestione delle attività di qualificazione ("*una-tantum*" in fase di accesso al meccanismo o di modifica impiantistica).

➤ **Individuazione degli algoritmi di calcolo dei volumi di gas esenti**

In entrambe le modalità di gestione del meccanismo proposte nel DCO, è necessario determinare le quantità di gas naturale impiegate a soli fini di produzione di energia elettrica immessa in rete; a tale scopo, è indispensabile individuare gli opportuni algoritmi di calcolo.

Tali algoritmi nel caso di scenario "standard" verranno definiti in occasione della valutazione "una tantum", consentendo la definizione di rendimenti specifici in funzione di taglia e tecnologia impiantistica, individuando anche il corrispondente valore di PCI da utilizzare, da applicare periodicamente alle letture di energia elettrica immessa in rete.

Nel caso di scenario "misure" gli algoritmi verranno definiti in occasione della valutazione "una tantum" ma le grandezze necessarie alla determinazione dei rendimenti e dei PCI saranno reperite periodicamente al pari della lettura di energia elettrica immessa in rete.

L'adozione di una metodologia di calcolo basata su misure effettive d'esercizio è sicuramente più rispondente al reale esercizio dell'impianto e conseguentemente al reale consumo di gas naturale per la produzione di energia elettrica immessa in rete, rispetto all'adozione di rendimenti medi netti convenzionali di produzione dell'energia elettrica.

Si suggerisce, per ragioni di semplicità e di coerenza di gestione tra le diverse fattispecie, l'opportunità che siano assunte a riferimento, quanto più possibile, le procedure operative già in essere nell'ambito delle diverse attività gestite dal GSE e le definizioni e le specifiche tecniche in esse contenute (es. la normativa CAR per le modalità di individuazione del perimetro impianto, la definizione delle grandezze di energia rilevanti, metodologie di calcolo, etc.).

L'applicazione della normativa CAR, ad esempio, permetterebbe di utilizzare dati già disponibili in GSE per diverse finalità riducendo al minimo le informazioni da richiedere ex-novo a una consistente parte della platea degli impianti di cogenerazione.

D'altro canto, invece, dai dati a disposizione emerge come l'eventuale adozione della disciplina CAR per il riconoscimento dei benefici in oggetto, potrebbe portare al mancato riconoscimento degli stessi per quegli impianti che non la rispettano appieno, sia in termini di funzionamento che riguardo ai principi generali (limiti di batteria, assenza di strumenti di misura necessari alla determinazione delle grandezze energetiche coinvolte, ecc.). A titolo di esempio, sia in caso di scenario "standard" che di scenario "misure", per

l'individuazione dei volumi di gas ad uso termoelettrico i cui costi sono da ristorare, è necessario disporre, in coerenza con la normativa CAR, di tutte le grandezze necessarie opportunamente misurate mediante idonea strumentazione di misura.

Rispetto alla determinazione delle grandezze necessarie al calcolo dei rendimenti, inoltre, si sottolinea come le stesse vanno incontro a una serie di assunzioni previste dalla normativa CAR e che per questo potrebbero non rispettare in pieno il reale funzionamento dell'impianto poiché definite da una normativa pensata per finalità diverse da quelle oggetto di consultazione. Si fa presente, infatti, che ove previsto, alcuni dati di funzionamento vengono determinati attraverso l'utilizzo di ipotesi conservative.

Un ulteriore aspetto da sottolineare è relativo alla misura del calore prodotto dagli impianti di cogenerazione che la normativa CAR prevede di portare in conto solo se definito "utile". Il calore "utile" cogenerato differisce generalmente da quello prodotto.

Si condivide la proposta di adozione del *cd.* rendimento elettrico depurato nel caso di impianti di cogenerazione, per il calcolo del quale è necessario assumere a riferimento, oltre alle grandezze effettive d'esercizio di E_e , E_t e E_c , anche il rendimento convenzionale η_{ts} per tipologia impiantistica e per classi di potenza. Si suggerisce l'opportunità, non solo per detta grandezza ma, in via generale, che nei casi in cui sia prevista l'adozione di valori di calcolo di tipo convenzionale (es. PCI, η_{ts} , etc.), gli stessi siano condivisi preliminarmente e formalmente approvati da ARERA.

Si rileva tuttavia che, sulla base dei dati a disposizione, il calcolo del rendimento elettrico depurato è molto variabile e difficilmente "clusterizzabile".

Un aspetto da tenere in considerazione riguarda inoltre le tempistiche di presentazione e di gestione delle istanze. La normativa CAR prevede che il riconoscimento sia annuale e a consuntivo rispetto all'anno di produzione con un periodo fisso di presentazione delle richieste (1 gennaio – 31 marzo). Il riconoscimento della produzione dell'anno "n", quindi, avviene solo a consuntivo nell'anno "n+1". In tal caso, potrebbe essere necessario definire delle modalità di erogazione in acconto/conguaglio che garantiscano e salvaguardino le esigenze degli utenti interessati, oltre che quelle operative del GSE.

➤ **Copertura di eventuali costi di natura finanziaria sostenuti dal GSE**

Nel caso di adozione di meccanismi di acconto-conguaglio, che nel DCO vengono ipotizzati (almeno) nel caso di adozione dell'ipotesi b di "approccio omogeneo ex-post" per

DN

gli impianti termoelettrici "puri", è possibile che sia necessario in fase di conguaglio, procedere al recupero di eventuali maggiori importi corrisposti in acconto, in relazione ai quali potrebbe insorgere una esposizione finanziaria del GSE.

Si ritiene opportuno chiarire nella delibera di attuazione del meccanismo che in tale eventualità, o in via generale, gli eventuali oneri finanziari sostenuti dal GSE per l'attuazione del meccanismo trovino integrale copertura a valere sul "Fondo Gas" già istituito presso la CSEA, previa rendicontazione degli stessi all'ARERA.

Allegato 1

Consistenza complessiva degli impianti termoelettrici alimentati, almeno parzialmente, a gas naturale, rilevata dai dati nella disponibilità del GSE e raccolti nell'ambito della procedura di identificazione degli ASSPC ai sensi della delibera ARERA 276/2017/R/eel

A scopo informativo e senza pretesa di esaustività, si rappresentano nella tabella seguente dei dati di sintesi relativi all'insieme degli impianti termoelettrici alimentati, almeno parzialmente, a gas naturale, potenzialmente interessati alla partecipazione al meccanismo di ristoro, suddivisi in operanti in regime di cessione parziale (quindi presenti all'interno di sistemi di produzione e consumo) e totale.

Estrazione GAUDI'	Numerosità**	Potenza Complessiva (MW)**
Impianti operanti in regime di cessione parziale	2.736	13.835
Impianto alimentato interamente a gas naturale*	2.666	4.128
Impianto almeno con un gruppo alimentato interamente a gas naturale*	48	8.870
Impianto almeno con un gruppo alimentato parzialmente a gas naturale*	22	837
Impianti operanti in regime di cessione totale	314	46.560
Impianto alimentato interamente a gas naturale*	251	6.473
Impianto almeno con un gruppo alimentato interamente a gas naturale*	46	34.917
Impianto almeno con un gruppo alimentato parzialmente a gas naturale*	17	5.170
Totale complessivo	3.050	60.395

* comprende anche gli impianti/gruppi alimentati a "gas naturale da giacimenti minori isolati"

** dati al 29 ottobre 2019

DN

Consistenza numerica delle "unità di cogenerazione" che hanno richiesto la qualifica CAR al GSE negli ultimi due anni

Si riporta nella tabella seguente la consistenza numerica delle "unità di cogenerazione" che hanno richiesto la qualifica CAR al GSE negli ultimi due anni, e che rappresentano un sottoinsieme degli impianti termoelettrici complessivi alimentati (almeno parzialmente) a gas naturale riportati in allegato 1.

E' opportuno, inoltre, evidenziare che la numerosità degli impianti noti al GSE in ambito cogenerazione risulta superiore dal momento che alcuni impianti, non accedendo al regime di sostegno previsto per gli impianti CAR, hanno via via optato per la non presentazione dell'istanza al GSE.

Estrazione da database CAR (unità per le quali è stata presentata richiesta di qualificazione CAR al GSE negli ultimi 2 anni)	Numerosità
MCI<0,5 MW	946
0,5 MW <MCI<1,5 MW	340
MCI>1,5 MW	413
mTG	34
TG	62
TV condensazione	6
TV contropressione	3
Ciclo Combinato (con estrazione)	24
Ciclo Combinato (senza estrazione)	20
Combinazione di tecnologie	7
Totale	1.855
accolte	1.804