

DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE

391/2019/R/GAS

**CRITERI DI REGOLAZIONE TARIFFARIA DEL SERVIZIO DI
RIGASSIFICAZIONE DEL GAS NATURALE LIQUEFATTO PER
IL QUINTO PERIODO DI REGOLAZIONE**

Orientamenti finali

Documento per la consultazione per la formazione di provvedimenti nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente 16 marzo 2017, 141/2017/R/GAS

Mercato di incidenza: gas naturale

26 settembre 2019

Premessa

Il presente documento per la consultazione si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (di seguito: Autorità) 16 marzo 2017, 141/2017/R/GAS, per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe per il servizio di rigassificazione del gas naturale liquefatto per il quinto periodo di regolazione (5PR GNL) ai sensi dell'articolo 23, comma 2, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164.

Il documento, che illustra gli orientamenti finali dell'Autorità, fa seguito al documento per la consultazione 28 giugno 2017, 485/2017/R/GAS con cui l'Autorità ha sottoposto a consultazione l'inquadramento e gli obiettivi generali per la revisione dei criteri di regolazione tariffaria del servizio di rigassificazione del Gnl nel 5PR GNL, nonché gli orientamenti relativi alla decorrenza del nuovo periodo di regolazione e ai criteri di regolazione da applicare nel periodo transitorio.

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità le proprie osservazioni e proposte in forma scritta, compilando l'apposito modulo interattivo disponibile sul sito internet dell'Autorità o tramite posta elettronica all'indirizzo infrastrutture@arera.it, **entro il 21 ottobre 2019**. Le osservazioni e le proposte pervenute saranno pubblicate sul sito internet dell'Autorità. Pertanto, qualora i partecipanti alla consultazione intendano salvaguardare la riservatezza di dati e informazioni, motiveranno tale richiesta contestualmente a quanto inviato in esito al presente documento, evidenziando in apposite appendici le parti che si intendono sottrarre alla pubblicazione. In tale caso i soggetti interessati dovranno inviare su supporto informatico anche la versione priva delle parti riservate, destinata alla pubblicazione.*

**Autorità di regolazione per energia reti e ambiente
Direzione Infrastrutture Energia e Unbundling
Corso di Porta Vittoria, 27 - 20122 Milano**

e-mail: infrastrutture@arera.it

sito internet: www.arera.it

INDICE

PARTE I OGGETTO DELLA CONSULTAZIONE E INQUADRAMENTO PROCEDURALE	6
1 Premessa e inquadramento procedurale	6
2 Obiettivi generali dell'intervento dell'Autorità	7
3 Struttura del documento	9
PARTE II CONTESTO DI RIFERIMENTO E QUADRO NORMATIVO E REGOLATORIO VIGENTE	11
4 Contesto di riferimento	11
5 Il servizio di rigassificazione in Italia	11
<i>I terminali in esercizio.....</i>	<i>11</i>
<i>Il costo delle infrastrutture.....</i>	<i>12</i>
<i>Utilizzo delle infrastrutture</i>	<i>13</i>
<i>Copertura del costo delle infrastrutture.....</i>	<i>14</i>
6 Quadro normativo di riferimento	16
7 Quadro regolatorio vigente in materia di ricavi riconosciuti.....	17
<i>Principi generali.....</i>	<i>17</i>
<i>Determinazione del capitale investito riconosciuto</i>	<i>18</i>
<i>Capitale investito riconosciuto.....</i>	<i>18</i>
<i>Misure per la compensazione del lag regolatorio.....</i>	<i>18</i>
<i>Immobilizzazioni in corso.....</i>	<i>19</i>
<i>Remunerazione del capitale investito riconosciuto.....</i>	<i>19</i>
<i>Ammortamenti economico-tecnici e durata convenzionale dei cespiti</i>	<i>20</i>
<i>Costi operativi riconosciuti</i>	<i>20</i>
<i>Costi per autoconsumi e perdite.....</i>	<i>21</i>
<i>Costi per il mantenimento in operatività del terminale in caso di mancato utilizzo..</i>	<i>22</i>
<i>Costi di ripristino</i>	<i>22</i>
<i>Incentivazione per i nuovi investimenti</i>	<i>22</i>
<i>Ricavi di riferimento per nuovi terminali di rigassificazione e per i potenziamenti di capacità</i>	<i>23</i>
<i>Ricavi di riferimento per il servizio di misura.....</i>	<i>24</i>
<i>Fattore di copertura dei ricavi.....</i>	<i>24</i>
8 Quadro regolatorio in materia di accesso al servizio di rigassificazione.....	25
9 Corrispettivi per l'accesso al servizio di rigassificazione.....	25
<i>Servizio di rigassificazione.....</i>	<i>25</i>
10 Quadro regolatorio vigente in materia di servizi Small Scale LNG (SSLNG)	26

PARTE III CRITERI DI REGOLAZIONE TARIFFARIA PER IL QUINTO PERIODO DI REGOLAZIONE DEL GNL	27
11 Premessa	27
12 Ambito di applicazione della regolazione.....	27
13 Durata del periodo di regolazione.....	28
14 Determinazione dei ricavi di riferimento	28
15 Determinazione del capitale investito riconosciuto	29
<i> Criteri generali.....</i>	<i> 29</i>
<i> Determinazione delle immobilizzazioni nette</i>	<i> 30</i>
<i> Trattamento del lag regolatorio</i>	<i> 30</i>
<i> Capitale circolante netto</i>	<i> 30</i>
<i> Poste rettificative.....</i>	<i> 31</i>
<i> Immobilizzazioni in corso e interessi passivi in corso d'opera.....</i>	<i> 31</i>
<i> Riconoscimento del gas di riempimento.....</i>	<i> 31</i>
<i> Aggiornamento del capitale investito riconosciuto.....</i>	<i> 32</i>
16 Remunerazione del capitale investito riconosciuto	32
<i> Premessa.....</i>	<i> 32</i>
<i> Aggiornamento del parametro β di rischio sistematico dell'attività.....</i>	<i> 33</i>
17 Ammortamenti economico-tecnici e durata convenzionale dei cespiti.....	35
<i> Determinazione degli ammortamenti</i>	<i> 35</i>
<i> Aggiornamento degli ammortamenti</i>	<i> 36</i>
18 Costi operativi riconosciuti.....	36
<i> Premessa.....</i>	<i> 36</i>
<i> Determinazione dei costi operativi effettivi nell'anno di riferimento</i>	<i> 36</i>
<i> Fissazione del livello dei costi operativi riconosciuti per l'anno 2020</i>	<i> 38</i>
<i> Aggiornamento dei costi operativi riconosciuti</i>	<i> 39</i>
<i> Obiettivi di recupero di efficienza</i>	<i> 39</i>
<i> Parametro Y.....</i>	<i> 40</i>
19 Costi per autoconsumi e perdite.....	40
<i> Premessa.....</i>	<i> 40</i>
<i> Costi per l'approvvigionamento di quantitativi di Gnl necessario all'autoproduzione di energia elettrica per il funzionamento di base del terminale.....</i>	<i> 42</i>
<i> Quantitativi di Gnl a copertura di autoconsumi e perdite della catena di rigassificazione.....</i>	<i> 42</i>
20 Costi relativi al sistema di <i>Emission Trading</i>	43
21 Costi di ripristino.....	44
22 Criteri di incentivazione basati su maggiorazioni del tasso di remunerazione del capitale (<i>input-based</i>).....	45

23 Ricavi di riferimento nuove imprese di rigassificazione	45
24 Fattore di copertura dei ricavi	45
<i>Obblighi di servizio per i terminali che beneficiano del fattore di copertura dei ricavi.....</i>	<i>48</i>
25 Corrispettivi per il servizio di rigassificazione	49
26 Ulteriori servizi	50
<i>Criteria generali.....</i>	<i>50</i>
<i>Servizi marittimi</i>	<i>50</i>
<i>Servizi di flessibilità</i>	<i>52</i>
27 Completamento del quadro regolatorio dei depositi di stoccaggio e rigassificazione di Gnl	53
<i>Fattore di copertura dei ricavi per i depositi di stoccaggio e rigassificazione del Gnl</i>	<i>53</i>
<i>Sharing dei ricavi derivanti dai servizi SSLNG</i>	<i>54</i>
28 Modalità di approvazione delle proposte tariffarie e obblighi informativi.....	55
<i>Modalità di approvazione delle proposte tariffarie</i>	<i>55</i>
<i>Obblighi informativi</i>	<i>55</i>
Appendice I – Quadro regolatorio vigente in materia di accesso al servizio di rigassificazione	57
<i>Il quadro regolatorio in materia di accesso al servizio di rigassificazione.....</i>	<i>57</i>
<i>Ulteriori disposizioni in materia di accesso.....</i>	<i>58</i>
<i>Servizi di flessibilità</i>	<i>58</i>
<i>Servizio di peak shaving</i>	<i>59</i>
Appendice II – Quadro regolatorio vigente in materia di depositi di Gnl e di servizi SSLNG	61
<i>Quadro regolatorio vigente in materia di depositi di Gnl e servizi Small Scale LNG (SSLNG).....</i>	<i>61</i>

PARTE I

OGGETTO DELLA CONSULTAZIONE E INQUADRAMENTO PROCEDURALE

1 Premessa e inquadramento procedurale

- 1.1 Con la deliberazione 16 marzo 2017, 141/2017/R/GAS (di seguito: deliberazione 141/2017/R/GAS), l'Autorità ha avviato il procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe per l'utilizzo dei terminali di Gnl per il quinto periodo di regolazione (5PR GNL) e per il recepimento delle disposizioni di cui al decreto legislativo 16 dicembre 2016, n. 257 (di seguito: decreto legislativo 257/16), emanato in attuazione della Direttiva 2014/94/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 22 ottobre 2014 (di seguito: Direttiva 2014/94/UE) sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi.
- 1.2 In sede di avvio di procedimento, l'Autorità ha segnalato l'opportunità di far decorrere la validità del 5PR GNL a partire dall'anno 2020, in analogia con quanto prospettato per la decorrenza del periodo di regolazione del trasporto gas (di seguito: 5PRT), estendendo i criteri di regolazione tariffaria del quarto periodo di regolazione del Gnl 2014-2017 (di seguito: 4PR GNL) approvati con deliberazione 8 ottobre 2013, 438/2013/R/GAS (di seguito: deliberazione 438/2013/R/GAS) agli anni 2018 e 2019.
- 1.3 Nel documento per la consultazione 28 giugno 2017, 485/2017/R/GAS (di seguito: DCO 485/2017/R/GAS) l'Autorità ha illustrato l'inquadramento e gli obiettivi generali per la revisione dei criteri di regolazione tariffaria per il servizio di rigassificazione del Gnl per il 5PR GNL, nonché gli orientamenti relativi alla decorrenza del nuovo periodo di regolazione e ai criteri di regolazione da applicare nel periodo transitorio.
- 1.4 Con la deliberazione 28 settembre 2017, 653/2017/R/GAS (di seguito: deliberazione 653/2017/R/GAS), e il relativo Allegato A (di seguito: RTRG), l'Autorità ha approvato i criteri di regolazione delle tariffe per il servizio di rigassificazione del Gnl per il periodo transitorio 2018-2019.
- 1.5 Con il documento per la consultazione 20 novembre 2018, 590/2018/R/GAS, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti in materia di condizioni tecniche ed economiche di accesso ai depositi di stoccaggio di Gnl, ai sensi dell'articolo 9 del decreto legislativo 257/16 e di erogazione dei servizi *Small Scale LNG* (di seguito: SSLNG), nonché in materia di separazione contabile di tali servizi ai sensi dell'articolo 10 del medesimo decreto legislativo.
- 1.6 Con la deliberazione 7 maggio 2019, 168/2019/R/GAS (di seguito: deliberazione 168/2019/R/GAS), l'Autorità ha definito i criteri di regolazione delle condizioni, anche economiche, di accesso e di erogazione dei servizi offerti mediante depositi

di stoccaggio di Gnl, nonché le disposizioni in materia di separazione contabile per i servizi SSLNG.

2 Obiettivi generali dell'intervento dell'Autorità

- 2.1 Il presente documento per la consultazione espone gli orientamenti dell'Autorità per la revisione dei criteri di regolazione tariffaria per il servizio di rigassificazione del Gnl per il 5PR GNL, con riferimento ai criteri di determinazione del costo riconosciuto per il servizio di rigassificazione di Gnl e ai criteri di determinazione dei corrispettivi tariffari. Il documento espone altresì le modalità di raccordo tra la disciplina tariffaria e la disciplina delle condizioni di accesso al servizio di cui alla deliberazione 28 settembre 2017, 660/2017/R/GAS (di seguito: deliberazione 660/2017/R/GAS) e al relativo allegato A (di seguito: TIRG), che tuttavia non è oggetto del presente procedimento.
- 2.2 L'Autorità, in sede di avvio di procedimento, ha evidenziato l'opportunità di tener conto, nella formazione dei provvedimenti finali per il 5PR GNL, delle seguenti esigenze:
- a) prevedere una modifica degli attuali meccanismi di incentivazione, valutando l'introduzione di meccanismi che permettano di perseguire una maggiore selettività degli investimenti anche mediante l'analisi dei costi e dei benefici associati ai nuovi progetti di realizzazione degli impianti di Gnl;
 - b) rafforzare le disposizioni che promuovano l'interesse degli operatori che realizzano investimenti di sviluppo della capacità di rigassificazione ad ottenere contributi comunitari per lo sviluppo delle infrastrutture e/o ad attivare procedure per la ripartizione dei costi infrastrutturali tra Stati membri, ai sensi del Regolamento 347/2013 (*cross border cost allocation*), con benefici in termini di minori costi posti in capo agli utenti del sistema;
 - c) valutare l'opportunità di rivedere le modalità di trattamento dei costi per l'acquisto di Gnl necessario per l'autoproduzione di energia elettrica a bordo del terminale e dei costi per i servizi marittimi, prevedendo la possibilità di introdurre specifici criteri di efficientamento di tali voci di costo;
 - d) prevedere che le modalità di correzione dei ricavi effettivi rispetto ai ricavi di riferimento siano coerenti con le disposizioni che saranno adottate in materia di allocazione della capacità mediante procedure concorsuali, nonché con le disposizioni in materia di ulteriori servizi offerti dai terminali;
 - e) garantire il coordinamento tra le attività riconducibili ai servizi *SSLNG* e le attività regolate, nella prospettiva della promozione dell'efficienza, della concorrenza e della tutela del cliente finale.
- 2.3 Con deliberazione 18 giugno 2019, 242/2019/A, nel delineare il quadro strategico per il periodo 2019-2021 l'Autorità ha evidenziato l'esigenza di uno sviluppo selettivo e di un uso efficiente delle infrastrutture energetiche, al fine di responsabilizzare i soggetti regolati nelle scelte gestionali e di investimento e

favorire comportamenti coerenti con gli interessi complessivi del sistema e con le prospettive di sviluppo del settore energetico nella fase di transizione verso la decarbonizzazione.

- 2.4 Nel medesimo quadro strategico 2019-2021 l'Autorità ha inoltre previsto l'introduzione di un criterio di regolazione per obiettivi di spesa e di servizio (ROSS, di cui all'obiettivo strategico OS. 20), improntato sul progressivo e graduale superamento dell'attuale approccio di riconoscimento dei costi differenziato tra costi operativi e costi di capitale, che responsabilizzi gli operatori, anche al fine di far fronte al notevole sforzo di investimento nelle infrastrutture richiesto nell'ottica di transizione dei sistemi energetici.
- 2.5 Il servizio di rigassificazione del Gnl, analogamente a quanto già evidenziato per il servizio di stoccaggio del gas naturale con il documento per la consultazione 2 luglio 2019, 288/2019/R/GAS (di seguito: DCO 288/2019/R/GAS), risulta caratterizzato da infrastrutture con specificità differenti da quelle degli altri servizi della filiera del gas naturale (quali quelle di trasporto o distribuzione del gas naturale) che, una volta realizzate, di norma necessitano di investimenti di sviluppo ridotti rispetto ad infrastrutture a rete.
- 2.6 Il Gnl ricopre un ruolo importante nel mercato del gas nazionale ed europeo, in quanto contribuisce alla sicurezza delle forniture, alla diversificazione e alla concorrenzialità delle fonti di approvvigionamento del gas. Le importazioni di Gnl negli ultimi anni, anche trainate dalla domanda gas, hanno registrato un importante incremento; l'aspettativa è che aumentino ulteriormente in relazione alle condizioni dell'offerta di Gnl e all'andamento della domanda di gas naturale soprattutto nelle prime fasi della transizione energetica. In tale contesto di mercato, l'Autorità ritiene opportuno che il quadro regolatorio incentivi il massimo utilizzo della capacità di rigassificazione esistente e non ostacoli eventuali iniziative di potenziamento della capacità di rigassificazione attualmente in esercizio o di sviluppo di nuove infrastrutture di rigassificazione, con particolar riferimento alle iniziative sviluppate in regime di esenzione del diritto di accesso di terzi; tali iniziative infatti assicurerebbero una maggiore liquidità del mercato del gas e un accresciuto livello di sicurezza delle forniture senza imporre sul sistema oneri derivanti da misure di socializzazione dei costi infrastrutturali.
- 2.7 Stante il quadro sopra delineato, nella definizione dei criteri di regolazione tariffaria del servizio di rigassificazione per il 5PR GNL, l'Autorità intende perseguire i seguenti obiettivi di carattere generale:
- a) garantire una sostanziale stabilità regolatoria al fine di temperare le esigenze di efficienza del servizio con gli oneri amministrativi in capo agli esercenti;
 - b) superare le forme di incentivazione *input-based*, prevedendo una possibile evoluzione della regolazione secondo logiche che incentivino l'offerta da

- parte delle imprese di rigassificazione della capacità di rigassificazione disponibile in modo flessibile;
- c) garantire un adeguato coordinamento tra i criteri di regolazione tariffaria, inclusi i meccanismi di copertura dei ricavi di riferimento, e i criteri di regolazione delle condizioni di accesso al servizio di cui al TIRG, al fine di assicurare un'allocazione efficiente della capacità di rigassificazione e favorire il massimo utilizzo delle infrastrutture esistenti;
 - d) rafforzare il legame tra il livello di remunerazione garantito e il livello di servizio erogato, in coerenza con le logiche *ROSS*.
- 2.8 Inoltre, nell'ambito del procedimento di definizione dei criteri di regolazione per il 5PR GNL, l'Autorità ritiene necessario completare i criteri di regolazione dei depositi di stoccaggio e rigassificazione di Gnl che, con l'adozione del primo intervento regolatorio disposto con deliberazione 168/2019/R/GAS, sono stati rimandati nell'ambito del procedimento per la revisione dei criteri di regolazione per il 5PR GNL.
- 2.9 Nel corso del procedimento avviato con deliberazione 141/2017/R/GAS, è stata effettuata una raccolta dati finalizzata ad integrare le informazioni tecniche, economiche e patrimoniali già disponibili.
- 2.10 Come evidenziato in premessa, la fase di consultazione relativa al presente documento si concluderà il 21 ottobre 2019, data ultima per l'invio di osservazioni scritte e commenti. Successivamente a tale data, verranno pubblicate e rese disponibili sul sito internet dell'Autorità le osservazioni ricevute.
- 2.11 L'approvazione del provvedimento finale è prevista nell'ultimo trimestre 2019, con l'obiettivo di approvare i ricavi di riferimento e i corrispettivi tariffari per l'anno 2020 entro la fine del 2019.

S 1. Osservazioni in merito agli obiettivi di carattere generale dell'intervento dell'Autorità.

3 Struttura del documento

- 3.1 Il presente documento di consultazione, oltre alla presente parte introduttiva (Parte I), è organizzato in ulteriori due parti, a cui si aggiungono due Appendii; in particolare:
- Parte II, nella quale si rappresentano le caratteristiche tecniche ed economiche del servizio di rigassificazione, nonché il quadro normativo e regolatorio vigente con particolare riferimento ai criteri di regolazione tariffaria in vigore nel 4PR GNL;
 - Parte III, nella quale si rappresentano gli orientamenti dell'Autorità in relazione ai criteri di regolazione tariffaria per il 5PR GNL;

- Appendice I, che presenta una sintesi della regolazione vigente in materia di accesso al servizio di rigassificazione;
- Appendice II, che presenta una sintesi della regolazione in materia di depositi di Gnl e di servizi SSLNG.

PARTE II

CONTESTO DI RIFERIMENTO E QUADRO NORMATIVO E REGOLATORIO VIGENTE

4 Contesto di riferimento

- 4.1 Il servizio di rigassificazione del Gnl consiste nelle operazioni di scarico, stoccaggio, rigassificazione del Gnl e consegna di gas naturale al punto di entrata della rete di trasporto, effettuate tramite l'utilizzo dei terminali di rigassificazione di Gnl.
- 4.2 Come richiamato in premessa, il Gnl ricopre un ruolo di primo piano nel mercato del gas nazionale ed europeo, in quanto contribuisce alla sicurezza delle forniture, alla diversificazione e alla concorrenzialità delle fonti di approvvigionamento del gas.
- 4.3 Tale ruolo si è accresciuto negli ultimi anni: nell'anno 2018, a livello europeo le importazioni di Gnl sono aumentate di circa il 10% rispetto all'anno precedente, per un totale di circa 55 miliardi di Smc (10,5% delle forniture complessive di gas naturale). Di conseguenza il tasso medio di utilizzo dei terminali di Gnl a livello europeo si è incrementato da circa il 21% nel 2016 a circa il 26% nel 2018.
- 4.4 La Commissione Europea, nella sua strategia per Gnl e stoccaggi, ha stabilito l'obiettivo di sfruttare appieno il potenziale che il Gnl può offrire al sistema gas in termini di flessibilità e di diversificazione aggiuntiva.

5 Il servizio di rigassificazione in Italia

- 5.1 Il presente capitolo fornisce un quadro sintetico dello stato del servizio di rigassificazione del Gnl nel sistema italiano, con riferimento alle caratteristiche tecniche e prestazionali, nonché delle grandezze economiche sottostanti.

I terminali in esercizio

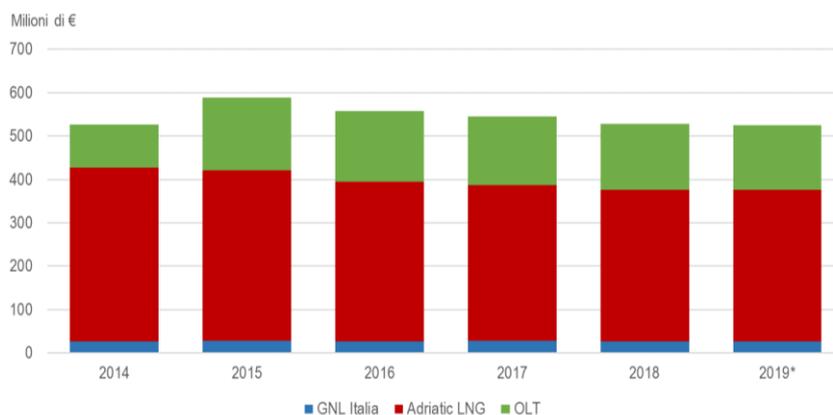
- 5.2 Attualmente risultano in esercizio tre terminali di rigassificazione:
- a) il terminale di Panigaglia, della società GNL Italia S.p.a., con una capacità di rigassificazione di 5,8 milioni di metri cubi liquidi/anno (pari a circa 3,6 miliardi di metri cubi/anno), offerta in regime regolato;
 - b) il terminale *offshore* di Rovigo, della società Terminale GNL Adriatico S.r.l., con una capacità di rigassificazione di 13,1 milioni di metri cubi liquidi/anno (pari a circa 8,0 miliardi di metri cubi/anno); l'80% di tale capacità è soggetta al regime di esenzione dalla disciplina di accesso ai terzi (di seguito esenzione) e il restante 20% è offerto in regime regolato;

- c) il terminale *offshore* di Livorno, della società OLT Offshore LNG Toscana S.p.a., con una capacità di rigassificazione di 6,4 milioni di metri cubi liquidi/anno (pari a circa 3,8 miliardi di metri cubi/anno), offerta in regime regolato.

Il costo delle infrastrutture

5.3 Il costo relativo alle infrastrutture di rigassificazione presenti nel Paese può essere rappresentato con i ricavi riconosciuti a copertura dei costi del servizio di rigassificazione nel corso del quarto periodo di regolazione (2014-2019) suddivisi per impresa (Figura 1)¹.

Figura 1: Andamento dei ricavi riconosciuti del servizio di rigassificazione, suddivisi per impresa



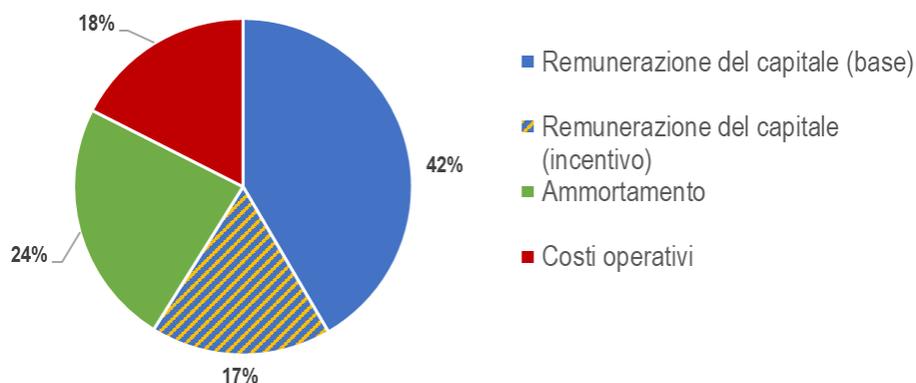
* Sulla base di dati di preconsuntivo.

Per la società OLT Offshore LNG Toscana S.p.a. sono stati considerati i ricavi come rideterminati ai sensi delle deliberazioni 548/2017/R/GAS e 398/2018/R/GAS di ottemperanza alle sentenze del Consiglio di Stato 3356/2016 e 3552/2016.

5.4 Nella Figura 2 si riporta la scomposizione media delle voci di ricavo riconosciuto per il servizio di rigassificazione.

¹ Si ricorda che i criteri di determinazione dei ricavi riconosciuti sono i medesimi sia per terminali in regime regolato sia per i terminali in regime di esenzione: in entrambi i casi, i ricavi riconosciuti sono determinati sulla base dei costi (di capitale e operativi) afferenti al servizio di rigassificazione. Sulla base di tali ricavi si determinano i corrispettivi tariffari *Cqs* (corrispettivo unitario di impegno associato ai quantitativi contrattuali di Gnl) e *Crs* (corrispettivo unitario per la copertura dei costi di ripristino) considerando la capacità tecnica complessiva del terminale. Si precisa che, per i terminali in regime di esenzione, la determinazione dei ricavi riconosciuti e la conseguente determinazione dei corrispettivi tariffari rileva esclusivamente ai fini della loro applicazione alla quota-parte di capacità non in regime di esenzione. Pertanto, nel caso del terminale della società Terminale GNL Adriatico S.r.l., soltanto il 20% dei ricavi riconosciuti complessivi è riconducibile alla capacità offerta in regime regolato.

Figura 2: Scomposizione delle voci di ricavo riconosciuto per il servizio di rigassificazione (media 2014-2019)



Per l'anno 2019 sono stati considerati i ricavi determinati sulla base dei dati di preconsuntivo.

Per la società OLT Offshore LNG Toscana S.p.a. sono stati considerati i ricavi come rideterminati ai sensi delle deliberazioni 548/2017/R/GAS e 398/2018/R/GAS di ottemperanza alle sentenze del Consiglio di Stato 3356/2016 e 3552/2016.

5.5 Nel corso del 4PR GNL, il rapporto tra i ricavi riconosciuti e la capacità di rigassificazione disponibile, che può essere considerato come indicatore sintetico di costo del servizio di rigassificazione del Gnl, è risultato mediamente pari a circa 21,3 €/metro cubo liquido (3,3 €/MWh).

Utilizzo delle infrastrutture

5.6 In coerenza con gli andamenti riscontrati a livello europeo, anche a livello italiano si riscontra un aumento delle importazioni di Gnl che, nel 2018, sono state pari a circa 8,7 miliardi di Smc, corrispondenti a circa il 12% del fabbisogno complessivo di gas naturale, e in crescita rispetto all'anno precedente (+7%). In termini di paesi fornitori, la maggior parte delle importazioni di Gnl proviene da Qatar, Nigeria e Algeria, sebbene a partire dalla seconda metà del 2018 si sia assistito ad un significativo incremento delle importazioni dagli Stati Uniti².

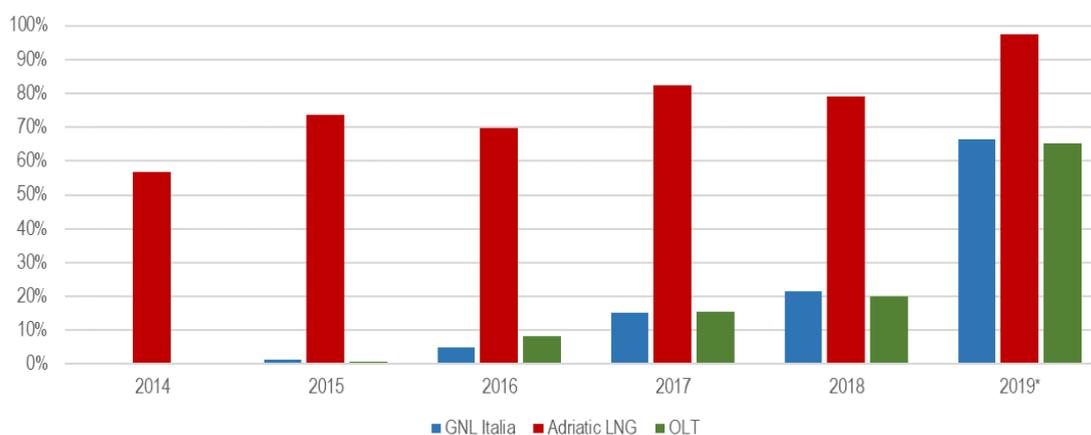
5.7 In Italia, l'Autorità ha recentemente introdotto misure sia finalizzate a favorire un maggior utilizzo della capacità dei terminali esistenti (offerta di prodotti maggiormente flessibili, introduzione di procedure d'asta competitiva per una più corretta valorizzazione del servizio), sia a consentire ai terminali esistenti di offrire anche servizi collegati a nuovi impieghi di Gnl, di tipo SSLNG. Per quanto riguarda le modalità di offerta del servizio di rigassificazione, nel caso italiano queste sono state rese più efficaci in particolare con l'adozione del TIRG (con il quale sono stati introdotti, a partire dall'anno termico 2018-2019, meccanismi di mercato basati su procedure concorsuali per il conferimento agli utenti della

² Ciò anche in esito alla firma della dichiarazione congiunta USA-UE a seguito della visita del Presidente Juncker alla Casa Bianca, del 25 luglio 2018.

capacità di rigassificazione) e con l'introduzione della possibilità, per i terminali, di offrire servizi di flessibilità (cfr. deliberazione 660/2017/R/GAS). Per quanto concerne l'offerta di nuovi servizi, si fa riferimento in particolare a quelli di tipo SSLNG, ossia servizi che prevedono la gestione del Gnl in forma liquida, senza rigassificazione. A livello italiano, l'offerta di servizi SSLNG è attualmente allo studio da parte alcuni gestori di terminali di Gnl esistenti e dei depositi di Gnl in fase di sviluppo; con deliberazione 168/2019/R/GAS l'Autorità ha definito i criteri di regolazione delle condizioni, anche economiche, di accesso e di erogazione dei servizi offerti mediante depositi di stoccaggio di Gnl, nonché disposizioni in materia di separazione contabile per i servizi SSLNG.

5.8 Per quanto riguarda il tasso medio di utilizzo dei terminali di rigassificazione (Figura 3), nell'anno 2018 questo è stato pari a circa il 20% per i terminali di Panigaglia e di Livorno, mentre il terminale di Rovigo, anche grazie al regime di esenzione e ai contratti di lungo periodo in essere, ha registrato un tasso di utilizzo effettivo pari a circa il 79%. Nei primi mesi dell'anno 2019, grazie anche alle misure introdotte con il TIRG (cfr. Appendice I), si è registrato un ulteriore incremento del tasso di utilizzo per tutti i terminali considerati (quasi prossimo al 100% per il terminale di Rovigo, pari a circa il 65% per i terminali di Panigaglia e Livorno).

Figura 3: Tasso medio di utilizzo dei terminali di rigassificazione



*Per l'anno 2019 il valore si riferisce al periodo gennaio-agosto.

Copertura del costo delle infrastrutture

5.9 In relazione alla strategicità per il Paese delle infrastrutture di rigassificazione, il sistema tariffario italiano prevede³ che una parte del costo ad esse relativo possa

³ Si veda il paragrafo 7.29.

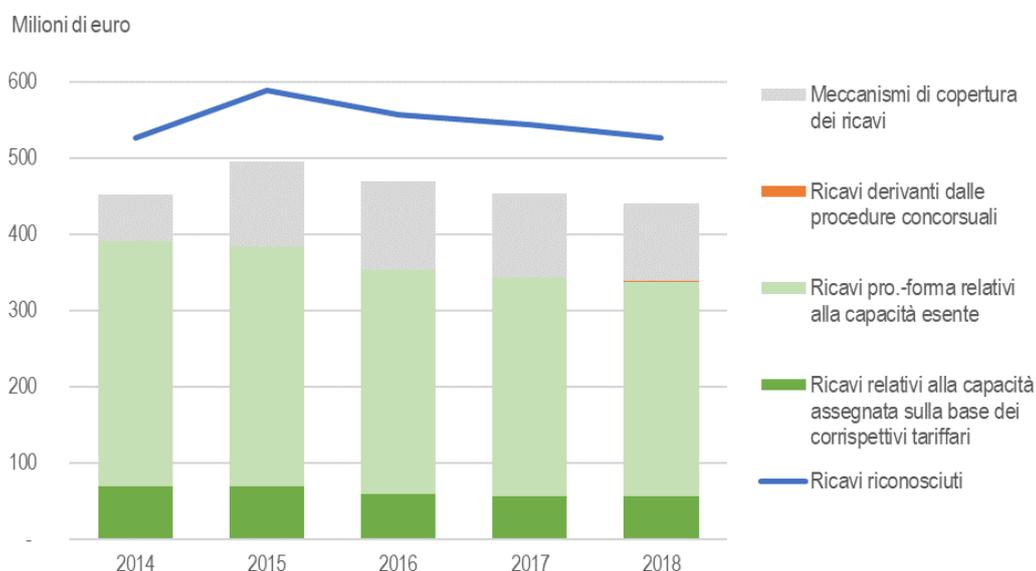
essere socializzata⁴; la quota del costo di tali infrastrutture che viene effettivamente socializzata dipende dal grado di utilizzo delle medesime infrastrutture.

- 5.10 Nel corso del 4PR GNL, dal 2014 al 2018, gli operatori hanno complessivamente ottenuto dagli utenti del servizio di rigassificazione un ricavo annuo pari mediamente a circa 64 milioni di euro, cui si somma per il terminale *offshore* di Rovigo un ricavo *pro-forma* sulla capacità in regime di esenzione pari mediamente a circa 299 milioni di euro⁵.
- 5.11 In applicazione dei meccanismi di socializzazione del costo, la quota parte dei ricavi coperta dal fattore di copertura dei ricavi, integrata dalla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (di seguito, anche: Cassa) mediante il ricorso alle risorse del Conto oneri fattore di copertura impianti di rigassificazione, alimentato dalla componente CRV^{FG} di cui al comma 36.1, lettera, a), dell'Allegato A (RTTG) alla deliberazione 28 marzo 2019, 114/2019/R/GAS (di seguito: deliberazione 114/2019/R/GAS), è stata mediamente pari a 100 milioni di euro / anno (Figura 4). Tale somma rappresenta, in altri termini, l'onere in capo al sistema per contribuire al mantenimento in operatività dei terminali di rigassificazione anche in caso di loro mancato utilizzo e/o minore valorizzazione del servizio di rigassificazione rispetto al costo unitario, in ragione della loro natura strategica.
- 5.12 Peraltro, è opportuno ricordare che il costo delle infrastrutture di rigassificazione non rientra direttamente nella definizione delle condizioni economiche di fornitura dei clienti finali soggetti a tutela ma, essendo tale servizio alternativo rispetto all'approvvigionamento di gas naturale via gasdotti, è implicitamente ricompreso nella componente relativa ai costi di approvvigionamento del gas naturale nei mercati all'ingrosso. Gli oneri relativi alla socializzazione rientrano invece nella componente relativa agli oneri aggiuntivi.

⁴ Per i nuovi terminali la socializzazione è subordinata al riconoscimento della strategicità dell'opera ai sensi dell'articolo 3 del decreto legislativo 93/11.

⁵ Il ricavo *pro-forma* è stato determinato come prodotto tra la capacità in regime di esenzione e il corrispettivo unitario di impegno associato ai quantitativi contrattuali di Gnl (Cqs) specifico del terminale.

Figura 4: Copertura dei ricavi riconosciuti per il servizio di rigassificazione



6 Quadro normativo di riferimento

- 6.1 Ai fini della revisione dei criteri di regolazione tariffaria del servizio di rigassificazione per il 5PR GNL rilevano le disposizioni normative di cui alla legge 14 novembre 1995, n. 481, che delinea il quadro generale di riferimento nell'ambito del quale l'Autorità esercita le proprie funzioni di regolazione, nonché le disposizioni di cui al decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 (di seguito: decreto legislativo 164/00) e al decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, di recepimento della Direttiva 2009/73/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009 (di seguito: decreto legislativo 93/11), che stabilisce norme comuni per il mercato interno del gas naturale, che definiscono la struttura organizzativa del settore del gas, i principi generali per la definizione, tra le altre, delle tariffe per l'attività di rigassificazione del Gnl, e i criteri atti a garantire a tutti gli utenti la libertà di accesso, a parità di condizioni, alle infrastrutture del settore del gas.
- 6.2 Ai fini del presente documento rilevano inoltre le disposizioni di cui al decreto legislativo 257/16 di recepimento della Direttiva 2014/94/UE sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi, che contiene disposizioni in materia di infrastrutture di stoccaggio di Gnl e di servizi SSLNG.
- 6.3 Per una disamina del quadro normativo nazionale e comunitario rilevante in relazione alla materia oggetto del presente documento si rimanda integralmente al capitolo 4 del DCO 485/2017/R/GAS.

7 Quadro regolatorio vigente in materia di ricavi riconosciuti

Principi generali

- 7.1 I criteri relativi al sistema tariffario del quarto periodo di regolazione sono stati definiti con la deliberazione 438/2013/R/GAS per gli anni 2014-2017 e successivamente prorogati per gli anni 2018-2019 con deliberazione 653/2017/R/GAS. In base a tali deliberazioni, i ricavi di riferimento sono definiti tramite l'identificazione degli elementi di costo relativi all'attività di rigassificazione del Gnl in modo tale da garantire la copertura dei costi operativi e dei costi di capitale, ivi incluso l'ammortamento, e riconoscendo una congrua remunerazione del capitale investito, secondo le disposizioni del decreto legislativo 164/00. Tali disposizioni si applicano anche ai ricavi relativi al servizio di misura del gas immesso nei punti di entrata della rete di trasporto gas svolto dalle imprese di rigassificazione.
- 7.2 In termini generali, i criteri di regolazione tariffaria vigenti prevedono:
- a) in materia di determinazione dei ricavi di riferimento, l'applicazione, in coerenza con i criteri vigenti per gli altri servizi infrastrutturali, di un approccio di tipo ibrido che prevede il ricorso a schemi di regolazione del tipo *rate of return* per quanto riguarda il riconoscimento dei costi del capitale e schemi di regolazione incentivante limitatamente al riconoscimento dei soli costi operativi;
 - b) in materia di incentivazione degli investimenti, l'applicazione di un meccanismo di incentivazione *input-based* con una maggiorazione forfetaria del tasso di remunerazione del capitale investito, garantita per un determinato numero di anni; per il periodo transitorio 2018-2019, nell'ottica di graduale superamento delle previgenti logiche di incentivazione *input-based*, l'Autorità ha disposto un meccanismo di incentivazione c.d. residuale (cfr. successivo punto 7.24, lettera b)) che prevede maggiorazioni del tasso di remunerazione e durate del periodo di incentivazione inferiori rispetto a quelle previgenti;
 - c) in materia di garanzia dei ricavi, l'applicazione di un fattore di copertura finalizzato a coprire una parte dei ricavi riconosciuti, in relazione ai soli terminali che ne hanno acquisito il diritto in conformità alla disciplina vigente nel precedente periodo di regolazione, o inclusi nell'elenco delle infrastrutture strategiche di cui all'articolo 3, del decreto legislativo 93/11.
- 7.3 Il costo riconosciuto è determinato a partire dai costi risultanti dai conti annuali separati redatti dalle imprese di rigassificazione secondo la regolazione vigente (cfr. testo integrato delle disposizioni in materia di separazione contabile, di seguito: TIUC, approvato con deliberazione 24 marzo 2016, 137/2016/R/COM e modificato ed integrato con deliberazioni 168/2019/R/GAS e 223/2019/R/GAS. Il TIUC definisce, ai sensi del comma 4.14, l'attività di rigassificazione del Gnl come attività comprendente “*le operazioni di scarico, stoccaggio e*

rigassificazione del gas naturale liquefatto, inclusi i servizi di flessibilità e le operazioni di acquisto e successivo riaddebito della capacità di trasporto, effettuate tramite l'utilizzo dei terminali di rigassificazione del gas naturale liquefatto ovvero tramite l'utilizzo delle infrastrutture di stoccaggio di gas naturale liquefatto di cui all'articolo 9 del decreto legislativo 257/2016 dotate di impianti di vaporizzazione funzionali all'immissione di gas naturale nella rete di trasporto, situati sul territorio nazionale o entro le acque territoriali italiane, compresi eventuali gasdotti di collegamento". Con riferimento a tale attività, soggetta a separazione contabile, ai sensi del comma 6.9 del TIUC costituiscono comparti di separazione contabile, per singolo terminale:

- a) ricezione e stoccaggio del Gnl;
- b) rigassificazione del Gnl;
- c) servizi di flessibilità di cui alla deliberazione dell'Autorità 7 novembre 2013, 502/2013/R/GAS;
- d) sistemi ausiliari;
- e) attività di rigassificazione svolta dai depositi di Gnl di cui all'articolo 9 del decreto legislativo 257/16, cui sono attribuiti i costi dei depositi di stoccaggio di Gnl di cui all'articolo 9 del decreto legislativo 257/16 riconducibili all'attività di rigassificazione;
- f) ricezione e stoccaggio del gas naturale liquefatto per i servizi SSLNG, cui è attribuita, sulla base di specifici *driver*, la quota parte di costi comuni sostenuti da un terminale di rigassificazione o da un'infrastruttura di stoccaggio di Gnl riconducibile allo svolgimento di servizi SSLNG, tra i quali quelli svolti ai sensi dell'articolo 10 del decreto legislativo 257/16.

Determinazione del capitale investito riconosciuto

Capitale investito riconosciuto

- 7.4 Il riconoscimento tariffario delle immobilizzazioni avviene a condizione che i relativi investimenti siano compatibili con l'efficienza e la sicurezza del sistema, e realizzati secondo criteri di economicità.
- 7.5 Il valore delle immobilizzazioni nette riconosciute è determinato in applicazione del criterio del costo storico rivalutato. In particolare, le immobilizzazioni nette riconosciute ai fini tariffari sono determinate a partire dagli incrementi patrimoniali valutati a costo storico, rivalutati in base al deflatore degli investimenti fissi lordi, e tenendo conto della quota già degradata. Inoltre, ai fini della determinazione del capitale investito netto riconosciuto, si tiene conto del capitale circolante netto, fissato in via parametrica pari allo 0,8% dell'attivo immobilizzato lordo, e si deducono le poste rettificative, quali il valore netto dei contributi in conto capitale e il trattamento di fine rapporto.

Misure per la compensazione del lag regolatorio

- 7.6 Negli anni 2014-2017 del 4PR GNL, l'Autorità ha introdotto una maggiorazione forfettaria della remunerazione del capitale investito a copertura degli effetti del *lag* regolatorio nel riconoscimento degli investimenti in tariffa, pari all'1% sul tasso di remunerazione. Negli anni 2018 e 2019 del 4PR GNL, l'Autorità ha superato tale criterio di maggiorazione forfettaria, riducendo il *lag* regolatorio di un anno; in particolare, a partire dal 2018, la quota di ricavo a copertura della remunerazione del capitale investito relativa ad un anno t è determinata considerando anche gli incrementi patrimoniali dell'anno precedente $t-1$ (dati di preconsuntivo).
- 7.7 Eventuali scostamenti tra dati patrimoniali di consuntivo e di preconsuntivo sono gestiti mediante un meccanismo perequativo per mezzo del quale le imprese regolano con Cassa le eventuali differenze tra (i) i ricavi effettivamente conseguiti in applicazione dei corrispettivi approvati dall'Autorità calcolati sulla base dei dati di preconsuntivo, e (ii) i ricavi che le imprese avrebbero conseguito applicando i corrispettivi *pro forma* calcolati sulla base dei dati di consuntivo.

Immobilizzazioni in corso

- 7.8 In materia di riconoscimento delle immobilizzazioni in corso i criteri di regolazione vigenti per il 4PR GNL prevedono il riconoscimento del tasso di remunerazione del capitale (WACC) sul valore di tali immobilizzazioni risultanti al 31 dicembre dell'anno di riferimento per il riconoscimento dei costi di capitale ($t-2$ per gli anni 2014-2017, $t-1$ per gli anni 2018-2019).

Remunerazione del capitale investito riconosciuto

- 7.9 L'Autorità, con la deliberazione 2 dicembre 2015, 583/2015/R/COM, e il relativo Allegato A (di seguito: TIWACC) è intervenuta sulle modalità di determinazione e aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito (WACC) per i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas, unificando tutti i parametri ad eccezione di quelli specifici dei singoli servizi, ossia il parametro β (che esprime il livello specifico di rischio non diversificabile del singolo servizio) e il rapporto tra capitale proprio e capitale di debito (rapporto *D/E* o *gearing*); con riferimento al *gearing* l'Autorità ha considerato i valori dei parametri in vigore nelle regolazioni tariffarie vigenti per ciascun servizio, disponendo che, nel corso del periodo 2016-2021, fosse rivisto esclusivamente in occasione dell'aggiornamento infra-periodo e prevedendo un suo graduale riallineamento verso livelli maggiormente coerenti con i livelli adottati dagli altri regolatori europei, comunque non superiori al valore di 0,5.
- 7.10 La medesima deliberazione ha fissato in sei anni (2016-2022) la durata del periodo regolatorio del tasso di remunerazione del capitale investito per le regolazioni infrastrutturali dei settori elettrico e gas (*PWACC*), prevedendo un meccanismo di aggiornamento infra-periodo che, in maniera prevedibile e

trasparente, consenta aggiustamenti del tasso in funzione dell'andamento congiunturale.

- 7.11 Con la deliberazione 6 dicembre 2018, 639/2018/R/COM (di seguito: deliberazione 639/2018/R/COM), sono stati aggiornati per il triennio 2019-2021, ai sensi degli articoli 5 e 6 del TIWACC, i parametri base del WACC comuni ai settori elettricità e gas nonché il livello di *gearing*; la revisione del livello del coefficiente β^{asset} , che riflette il rischio sistematico di un'attività, è demandata ai procedimenti di revisione dei criteri tariffari di ciascun servizio infrastrutturale.
- 7.12 L'aggiornamento dei parametri oggetto della deliberazione 639/2018/R/COM ha comportato una modifica del tasso di remunerazione del capitale investito del servizio di rigassificazione del Gnl da 6,6% nell'anno 2018 a 6,8% nell'anno 2019; a partire dal 2020 il tasso di remunerazione sarà fissato in funzione della revisione del coefficiente β^{asset} in esito al presente procedimento.

Ammortamenti economico-tecnici e durata convenzionale dei cespiti

- 7.13 La quota di ammortamento riconosciuta ai fini tariffari è pari al rapporto tra il valore dell'attivo immobilizzato lordo delle singole categorie di cespiti, determinato in applicazione del criterio del costo storico rivalutato, al netto degli eventuali contributi in conto capitale, e le rispettive durate convenzionali dei cespiti, di cui alla Tabella 1 della RTRG, riportata di seguito (Tabella 1).

Tabella 1: Durata convenzionale tariffaria delle categorie di cespiti in vigore nel 4PR GNL

Categoria di cespiti	Durata convenzionale (in anni)
Fabbricati	40
Condotte	50
Impianti di Gnl	25
Impianti <i>offshore</i> galleggianti	25
Sistemi informativi	5
Altre immobilizzazioni materiali	10
Immobilizzazioni immateriali	5
Misuratori	20
Gas di riempimento	-
Terreni	-

Costi operativi riconosciuti

- 7.14 L'Autorità, per la determinazione delle tariffe per l'anno 2014, ha fatto riferimento ai costi operativi effettivi sostenuti dalle imprese nell'anno 2012. I costi operativi riconosciuti comprendono le voci di costo attribuite al servizio di rigassificazione di natura ricorrente, al netto dei costi attribuibili alle attività capitalizzate e di specifiche voci di costo non ammesse al riconoscimento

tariffario (quali oneri finanziari, oneri straordinari, e altre voci come dettagliate al punto 3.9 della RTRG).

- 7.15 Per quanto riguarda la determinazione del livello dei costi operativi riconosciuti per l'anno 2014, l'Autorità ha disposto di applicare una simmetrica ripartizione, tra imprese di rigassificazione e utenti del servizio, dei maggiori (o minori) recuperi di produttività realizzati nel corso del terzo periodo di regolazione (cd. *PS2₁₂*).
- 7.16 L'aggiornamento annuale della componente di ricavo a copertura dei costi operativi riconosciuti avviene secondo uno schema incentivante il perseguimento di obiettivi di recupero di efficienza, tenendo conto:
- a) del tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat;
 - b) del tasso annuale prefissato di variazione del recupero di produttività (*X-factor*);
 - c) di un ulteriore parametro *Y* di variazione dei ricavi che tiene conto di costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali ed a mutamenti del quadro normativo.
- 7.17 Con riferimento in particolare al valore dell'*X-factor*, questo è stato determinato:
- a) per gli anni 2014-2017, al fine di riassorbire, in otto anni, le eventuali maggiori efficienze realizzate dalle imprese di rigassificazione nel corso del secondo (*PS1₀₇*) e del terzo (*PS2₁₂*) periodo di regolazione, attraverso un intervento di linearizzazione che ha permesso di individuare un fattore di recupero di produttività costante per l'intero periodo regolatorio;
 - b) per gli anni 2018 e 2019, al fine di riassorbire in tale biennio le quote residue delle efficienze realizzate nel corso del secondo e del terzo periodo di regolazione.

Costi per autoconsumi e perdite

- 7.18 Per quanto riguarda la copertura dei costi per autoconsumi e perdite della catena di rigassificazione, la regolazione vigente prevede che le imprese di rigassificazione definiscano, su base annuale, una quota percentuale di gas (*Q_{CP}*) applicata ai quantitativi di Gnl scaricato dall'utente del terminale, sulla base delle condizioni operative di funzionamento del terminale previste e dei dati storici, ove disponibili.
- 7.19 Al fine di minimizzare gli scostamenti tra il livello di consumi e perdite effettivo e quello riconosciuto a ciascuna impresa di rigassificazione (stimato *ex ante* e quindi soggetto ad incertezza), l'Autorità ha introdotto la possibilità per le imprese di rigassificazione di adeguare, in corso d'anno, la quota percentuale di gas applicata in natura agli utenti del terminale.
- 7.20 Con la deliberazione 26 luglio 2018, 398/2018/R/GAS, l'Autorità ha concluso il supplemento di istruttoria, avviato con deliberazione 548/2017/R/GAS nell'ambito

del procedimento per l'ottemperanza alle decisioni del Consiglio di Stato 3356/2016 e 3552/2016 intervenute a chiusura del contenzioso promosso dalla società OLT Offshore LNG Toscana S.p.a., per l'individuazione dei criteri di riconoscimento dei costi sostenuti dalla medesima società per l'approvvigionamento del Gnl necessario all'autoproduzione di energia elettrica. Nello specifico, l'Autorità ha determinato i quantitativi di gas necessari all'autoproduzione di energia elettrica necessaria al funzionamento di base del terminale e ha provveduto ad inserire il relativo valore, calcolato sulla base della media registrata dal coefficiente P_{FOR} nell'anno tariffario, nell'ambito dei costi operativi riconosciuti; contestualmente, è stato rideterminato il coefficiente Q_{CP} della società al netto dei quantitativi di *boil-off gas* (BOG) riconosciuti per l'autoproduzione dell'energia elettrica.

Costi per il mantenimento in operatività del terminale in caso di mancato utilizzo

- 7.21 Per il 4PR GNL, l'Autorità ha ritenuto di non riconoscere eventuali costi per autoconsumi e perdite di Gnl necessari per il mantenimento in operatività del terminale in caso di mancato utilizzo del medesimo, in quanto l'impresa di rigassificazione è tenuta ad assicurare la disponibilità del servizio.

Costi di ripristino

- 7.22 La quota di ricavo a copertura dei costi di ripristino, ossia i costi di smantellamento delle infrastrutture di rigassificazione e di ripristino dello stato dei luoghi, è determinata dalle imprese di rigassificazione:
- sulla base di una stima peritale dell'ammontare dei costi di ripristino eseguita da un soggetto terzo;
 - sottraendo dall'ammontare di cui alla precedente lettera a) eventuali fondi già accantonati per la copertura dei costi di ripristino;
 - dividendo l'ammontare risultante ai sensi della precedente lettera b) per il periodo residuo previsto di operatività del terminale, di norma non inferiore alla vita utile residua del cespite *Impianti di Gnl*.
- 7.23 Tale quota non è ricompresa nei ricavi di riferimento, in quanto il gettito associato al corrispettivo Crs a copertura dei costi di ripristino è accantonato presso un apposito fondo presso la Cassa e messo a disposizione delle imprese di rigassificazione solo in seguito alla realizzazione degli interventi di ripristino. Al completamento dei lavori di ripristino, è riconosciuto all'impresa di rigassificazione un importo pari al minimo tra il costo effettivamente sostenuto e il gettito accantonato per ciascun terminale.

Incentivazione per i nuovi investimenti

- 7.24 Per quanto riguarda i criteri di incentivazione per i nuovi investimenti nel corso del 4PR GNL⁶:
- a) agli investimenti entrati in esercizio negli anni 2014-2017, l’Autorità ha confermato il sostegno allo sviluppo infrastrutturale mediante il riconoscimento di un incremento del tasso di remunerazione; in particolare, agli investimenti destinati ad un potenziamento delle capacità di rigassificazione dei terminali esistenti maggiore del 30% o alla realizzazione di nuovi terminali, è stato riconosciuto un tasso di remunerazione addizionale pari al 2% per 16 anni;
 - b) agli investimenti entrati in esercizio negli anni 2018 e 2019, nell’ottica di garantire un’adeguata stabilità regolatoria, l’Autorità ha applicato un meccanismo *input-based* residuale riducendo la remunerazione addizionale all’1,5% (dal 2%) e riducendone a 12 anni (da 16) il periodo di riconoscimento.
- 7.25 Gli incentivi di cui al precedente punto relativi ai nuovi investimenti sono riconosciuti esclusivamente ai terminali titolari del fattore di copertura dei ricavi.

Ricavi di riferimento per nuovi terminali di rigassificazione e per i potenziamenti di capacità

- 7.26 Secondo la regolazione in vigore fino al 31 dicembre 2019, ai nuovi terminali e ai terminali esistenti che realizzano un potenziamento della loro capacità maggiore del 30%, si applicano i medesimi criteri generali di determinazione dei ricavi di riferimento descritti in precedenza, tenuto conto di quanto segue:
- a) i quantitativi di gas naturale impiegati per la formazione del gas di riempimento sono riconosciuti pari al valore di acquisizione risultante da specifiche procedure concorsuali, tali da rispettare il principio di economicità degli investimenti effettuati;
 - b) il costo relativo all’acquisto del gas di raffreddamento, determinato sulla base dei criteri di cui alla precedente lettera a), è incluso nella categoria di cespiti Impianti di Gnl;
 - c) la quota di ricavo annua riconducibile ai costi operativi, nei primi due anni di attività, è proposta dalle imprese e sottoposta a verifica dell’Autorità; tale proposta deve includere un confronto con realtà simili o l’evidenza di procedure di minimizzazione degli oneri; a partire dal terzo anno, tale quota è determinata sulla base dei conti annuali separati predisposti ai sensi del TIUC nel rispetto dei criteri generali di riconoscimento dei costi operativi descritti in precedenza.
- 7.27 Per quanto riguarda gli impianti *offshore* galleggianti, la durata convenzionale del cespiti (pari, di norma, a 25 anni) può essere ridotta nel caso in cui sia dimostrata

⁶ Nel corso del 4PR GNL non si sono registrati nuovi investimenti ammessi ai meccanismi di incentivazione.

la minore vita utile tramite la presentazione di un'apposita certificazione da parte di un soggetto terzo e indipendente. In ogni caso la vita utile del cespite non può essere inferiore a 20 anni.

Ricavi di riferimento per il servizio di misura

7.28 In aggiunta ai ricavi riconosciuti per il servizio di rigassificazione, alle imprese che svolgono il servizio di rigassificazione sono altresì riconosciuti i ricavi per il servizio di misura nei punti di entrata nella rete di trasporto gas svolto dalle imprese di rigassificazione, determinati e aggiornati secondo i medesimi criteri vigenti per i ricavi del servizio di rigassificazione. Ai fini dell'aggiornamento dei costi operativi riconosciuti, è applicato il medesimo schema incentivante descritto al precedente paragrafo 7.16, ma considerando un *X-factor* pari a zero.

Fattore di copertura dei ricavi

7.29 Per il 4PR GNL, l'Autorità ha confermato l'applicazione di un meccanismo di copertura dei ricavi, per una durata di 20 anni decorrenti dall'anno in cui l'impresa che gestisce il terminale di Gnl offre il servizio di rigassificazione. Tale meccanismo si applica:

- a) ai terminali che hanno acquisito il diritto all'applicazione in conformità alla disciplina vigente nel terzo periodo di regolazione; in tale caso, il livello di copertura è pari al 64% dei ricavi di riferimento;
- b) ad eventuali nuovi terminali considerati strategici per il sistema ossia inclusi nell'elenco delle infrastrutture strategiche di cui all'articolo 3, del decreto legislativo 93/11⁷; in tale caso, il livello di copertura è differenziato, caso per caso, tenuto conto della rischiosità e del contributo dell'iniziativa alla promozione della competitività nel mercato del gas naturale.

7.30 Ai fini dell'applicazione del fattore correttivo ai terminali in regime di esenzione, la capacità oggetto di esenzione si considera interamente conferita e il relativo gettito è valutato *pro forma* sulla base delle tariffe approvate dall'Autorità.

7.31 Nei casi di revoca dell'esenzione dal diritto di accesso a terzi, l'Autorità ha confermato i criteri introdotti con deliberazione 25 giugno 2013, 272/2013/R/GAS per il terzo periodo di regolazione, prevedendo che il fattore di copertura dei ricavi sia applicato secondo i medesimi i criteri vigenti per la generalità dei terminali di rigassificazione, escludendo dai ricavi di riferimento considerati ai fini dell'applicazione del fattore di copertura dei ricavi gli incentivi tariffari riconosciuti per la realizzazione di nuovi investimenti.

⁷ Nel corso del 4PR GNL non si sono verificati casi di nuovi terminali di rigassificazione considerati strategici per il sistema.

8 Quadro regolatorio in materia di accesso al servizio di rigassificazione

- 8.1 Ai fini del presente procedimento rilevano le disposizioni in materia di accesso al servizio di rigassificazione di cui alla deliberazione 660/2017/R/GAS, con cui l’Autorità ha introdotto, a partire dall’anno termico 2018-2019, meccanismi di mercato basati su procedure ad asta per il conferimento agli utenti della capacità di rigassificazione, superando le precedenti logiche di allocazione basate su criteri di priorità nell’accesso. Pur non costituendo oggetto di revisione nell’ambito del presente procedimento, si riporta in Appendice I una disamina delle disposizioni vigenti in materia di accesso al servizio di rigassificazione.

9 Corrispettivi per l’accesso al servizio di rigassificazione

Servizio di rigassificazione

- 9.1 In merito alla determinazione dei corrispettivi tariffari per il servizio di rigassificazione, la RTRG in vigore nel periodo transitorio 2018-2019 ha confermato i criteri già in vigore negli anni 2014-2017 del 4PR GNL, prevedendone una loro applicazione in coerenza con le norme contenute nel TIRG (cfr. Appendice I).
- 9.2 Il TIRG, in particolare, nel prevedere i criteri di accesso ai terminali sulla base di procedure concorsuali, disciplina anche le modalità di applicazione dei corrispettivi regolati di cui alla RTRG e le modalità di determinazione del prezzo di riserva per le aste di capacità di rigassificazione.
- 9.3 La RTRG definisce una tariffa per il servizio di rigassificazione articolata in due corrispettivi unitari, applicati entrambi alla capacità contrattuale:

$$TL = (Cqs + Crs) \cdot QS$$

dove:

- Cqs è il corrispettivo unitario di impegno associato ai quantitativi contrattuali di Gnl, espresso in euro/metro cubo di Gnl liquido/anno
 - Crs è il corrispettivo unitario per la copertura dei costi di ripristino, espresso in euro/metro cubo di Gnl liquido/anno;
 - QS sono le quantità contrattuali di Gnl impegnate nell’anno, espresse in metri cubi di Gnl liquido/anno.
- 9.4 Il corrispettivo unitario Cqs è pari al rapporto tra i ricavi di riferimento e la capacità tecnica del terminale. Il corrispettivo unitario Crs è pari al rapporto tra i ricavi per la copertura dei costi di ripristino e la capacità tecnica del terminale. La capacità tecnica è definita come la capacità massima che il terminale può rendere disponibile in un anno, tenuto conto dei periodi di fermo per la manutenzione ordinaria dell’impianto.

- 9.5 Inoltre, ciascuna impresa di rigassificazione applica alle capacità conferite agli utenti del servizio un corrispettivo CM^R per la remunerazione del servizio di misura del gas naturale immesso nella rete di trasporto svolto dalle imprese di rigassificazione, determinato come rapporto tra i ricavi riconosciuti per il servizio di misura e la capacità tecnica di rigassificazione.
- 9.6 In coerenza con le disposizioni previste dal TIRG, per i casi di conferimento della capacità (disponibile o resa disponibile) tramite procedure concorsuali disciplinati (cfr. articoli 5 e 6 del TIRG), il corrispettivo unitario Cqs di impegno associato ai quantitativi contrattuali di Gnl rileva esclusivamente ai fini della determinazione del prezzo di riserva nell'ambito delle procedure concorsuali per l'allocatione della capacità di rigassificazione (cfr. comma 7.4 del TIRG). In tali casi, gli unici corrispettivi tariffari unitari applicati (oltre al prezzo determinato in esito alla procedura concorsuale) sono il corrispettivo Crs , destinato alla copertura dei futuri costi di ripristino, e il corrispettivo di misura CM^R .
- 9.7 Per i conferimenti di capacità per i quali, ai sensi del TIRG, non sono previste procedure concorsuali, è invece applicato il corrispettivo unitario di impegno associato ai quantitativi contrattuali di Gnl (corrispettivo Cqs), oltre ai corrispettivi Crs e CM^R .

10 Quadro regolatorio vigente in materia di servizi *Small Scale LNG* (SSLNG)

- 10.1 Con la deliberazione 168/2019/R/GAS, l'Autorità ha definito i criteri di regolazione delle condizioni, anche economiche, di accesso e di erogazione dei servizi offerti mediante depositi di stoccaggio e rigassificazione di Gnl, nonché disposizioni in materia di separazione contabile per i servizi SSLNG, in applicazione delle previsioni normative di cui agli articoli 9 e 10 del decreto legislativo 257/16.
- 10.2 Per una disamina delle disposizioni introdotte in materia di depositi di stoccaggio e rigassificazione di Gnl e servizi SSLNG si rimanda all'Appendice II; si evidenzia in particolare che l'Autorità, con la deliberazione 168/2019/R/GAS, ha rimandato ai criteri di regolazione del servizio di rigassificazione del Gnl per il 5PR GNL la definizione delle modalità applicative del meccanismo di copertura dei ricavi per i depositi di stoccaggio e rigassificazione del Gnl e della quota di ricavi a copertura dei costi comuni all'attività di rigassificazione e ai servizi SSLNG attribuibili a questi ultimi servizi.

PARTE III

CRITERI DI REGOLAZIONE TARIFFARIA PER IL QUINTO PERIODO DI REGOLAZIONE DEL GNL

11 Premessa

- 11.1 Nella presente Parte III sono presentati gli orientamenti dell’Autorità in materia di determinazione dei ricavi di riferimento per il servizio di rigassificazione del Gnl a partire dai costi riconosciuti per tale attività, i criteri di determinazione dei corrispettivi tariffari unitari, nonché i meccanismi correttivi e perequativi dei ricavi di riferimento.
- 11.2 Nella presente Parte III sono inoltre descritti gli orientamenti dell’Autorità per il completamento del quadro regolatorio in materia di depositi di stoccaggio e rigassificazione di Gnl e servizi SSLNG.

12 Ambito di applicazione della regolazione

- 12.1 In continuità con l’attuale quadro regolatorio, i criteri di regolazione tariffaria per il servizio di rigassificazione per il 5PR GNL si applicano alle imprese che erogano tale servizio mediante terminali di Gnl che:
- a) appartengono al sistema nazionale del gas come definito all’Articolo 2, comma 1, lettera ee), del decreto legislativo 164/00;
 - b) sono sottoposti alla disciplina generale di accesso e di erogazione del servizio di rigassificazione secondo le disposizioni contenute nel TIRG.
- 12.2 I criteri di regolazione tariffaria si applicano, in termini generali, anche ai terminali cui sia stata riconosciuta un’esenzione, per l’eventuale quota-parte di capacità in regime regolato. Per tali terminali, l’Autorità provvede alla determinazione dei ricavi di riferimento e dei corrispettivi tariffari unitari sulla base dei medesimi criteri previsti per la generalità dei terminali di rigassificazione. La capacità oggetto di esenzione, ai fini dell’applicazione dei meccanismi correttivi e perequativi, si considera interamente conferita sulla base dei corrispettivi regolati.
- 12.3 I criteri di regolazione tariffaria oggetto del presente documento, in coerenza con quanto disposto dall’Autorità con deliberazione 168/2019/R/GAS (cfr. precedente capitolo 10 e Appendice II), si applicano inoltre ai depositi di stoccaggio del Gnl considerati strategici (ai sensi dell’articolo 9 del decreto legislativo 257/16) e dotati di impianti funzionali al processo di rigassificazione che consentono l’immissione di gas naturale nella rete di trasporto. Ai sensi del TIUC, infatti, si intende attività di rigassificazione del Gnl sia quella effettuata tramite l’utilizzo dei terminali di rigassificazione sia quella effettuata tramite l’utilizzo delle

infrastrutture di stoccaggio di Gnl (di cui all'articolo 9 del decreto legislativo 257/16) dotate di impianti di vaporizzazione funzionali all'immissione di gas naturale nella rete di trasporto.

S 2. Osservazioni in merito all'ambito di applicazione.

13 Durata del periodo di regolazione

- 13.1 In analogia con gli altri servizi regolati della filiera del gas naturale e in continuità con quanto già previsto nel 4PR GNL, l'Autorità intende confermare il riferimento all'anno civile per la definizione del ricavo riconosciuto alle imprese di rigassificazione e ai fini della validità e dell'aggiornamento dei corrispettivi tariffari.
- 13.2 Con riferimento alla durata del periodo di regolazione, in analogia con quanto proposto per il servizio di stoccaggio nel DCO 288/2019/R/GAS, l'Autorità intende valutare l'opportunità di estenderla a 5 anni o, in alternativa, a 6 anni con la previsione di una revisione infra-periodo (3+3) esclusivamente della base di costo operativo e del livello dei recuperi di efficienza.

S 3. Osservazioni motivate in merito alla durata del periodo di regolazione e alle opzioni individuate.

14 Determinazione dei ricavi di riferimento

- 14.1 In continuità con l'attuale periodo di regolazione, l'Autorità intende confermare per il 5PR GNL i principi generali di determinazione dei ricavi di riferimento come somma delle componenti di ricavo a copertura:
- a) di una adeguata remunerazione del capitale investito netto riconosciuto ai fini regolatori ($RL_{CAPITALE}$, cfr. successivi capitoli 15 e 16);
 - b) degli incentivi, quali la remunerazione addizionale del capitale investito netto per i nuovi investimenti sostenuti a partire dal secondo periodo di regolazione (RL_{INC});
 - c) degli ammortamenti economico – tecnici (RL_{AMM} , cfr. successivo capitolo 17);
 - d) dei costi operativi riconosciuti (RL_{COR} , cfr. successivo capitolo 18);
 - e) dei costi sostenuti per l'approvvigionamento dei quantitativi di Gnl necessari all'autoproduzione di energia elettrica per il funzionamento di base del terminale (RL_{AC} , cfr. successivi punti 19.5 e seguenti);
 - f) dei costi relativi al sistema di *Emission Trading* (RL_{ETS} , cfr. successivo capitolo 20).

- 14.2 In analogia con quanto disposto per il servizio di stoccaggio di gas naturale, l’Autorità propone di includere, nei ricavi relativi al servizio di rigassificazione, anche i ricavi a copertura dei costi per il servizio di misura del gas immesso nella rete di trasporto svolto dalle imprese di rigassificazione.
- 14.3 In aggiunta alle componenti di ricavo di cui al precedente punto 14.2, l’Autorità intende altresì:
- a) confermare i criteri generali di copertura dei costi per autoconsumi e perdite della catena di rigassificazione mediante la definizione della quota percentuale Q_{CP} , precisando tuttavia che tale quota non è finalizzata a coprire né i costi di cui al precedente punto 14.1, lettera e), né i costi per il mantenimento in operatività ed integrità del terminale in caso di mancato utilizzo (cfr. successivi punti 19.7 e seguenti);
 - b) confermare i principi generali di determinazione e aggiornamento della componente di ricavo a copertura dei costi di ripristino, nonché di trattamento delle relative somme accantonate presso Cassa (cfr. successivo capitolo 21).

<i>S 4. Osservazioni in merito ai criteri di determinazione dei ricavi di riferimento.</i>
--

15 Determinazione del capitale investito riconosciuto

Criteri generali

- 15.1 L’Autorità intende confermare il principio secondo il quale il riconoscimento tariffario delle immobilizzazioni avviene a condizione che i relativi investimenti siano compatibili con l’efficienza e la sicurezza del sistema, e realizzati secondo criteri di economicità.
- 15.2 In relazione alle iniziative di sviluppo di nuova capacità di rigassificazione, coerentemente con l’obiettivo generale di perseguire uno sviluppo selettivo anche mediante l’analisi dei costi e dei benefici associati ai nuovi progetti (cfr. Capitolo 2), l’Autorità intende prevedere che i promotori di un’iniziativa di realizzazione di nuova capacità di rigassificazione, ai fini del riconoscimento tariffario dei costi di investimento, sottopongano alla valutazione dell’Autorità una analisi costi-benefici dell’investimento – sviluppata in coerenza con i criteri generali delle metodologie applicate a livello europeo e nazionale e tenendo conto delle linee guida definite dall’Autorità per la valutazione degli interventi di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale – e, qualora i benefici siano inferiori ai costi, gli investimenti siano ammessi al riconoscimento tariffario nei limiti dei benefici quantificabili e monetizzabili.
- 15.3 Ai fini della determinazione del capitale investito riconosciuto ai fini regolatori concorrono, in continuità con i criteri vigenti, le seguenti poste:
- a) immobilizzazioni nette relative all’anno precedente all’anno tariffario;

- b) capitale circolante netto;
- c) poste rettificative del capitale.

Determinazione delle immobilizzazioni nette

- 15.4 Ai fini della determinazione del valore delle immobilizzazioni nette riconosciute ai fini tariffari, l'Autorità intende confermare il criterio del costo storico rivalutato, con applicazione del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat.
- 15.5 In particolare, l'Autorità intende prevedere che alla definizione delle immobilizzazioni nette concorrano gli incrementi patrimoniali, valutati a costo storico, raggruppati nelle rispettive categorie di cespiti (cfr. Tabella 2 di cui al successivo punto 17.2) - al netto delle immobilizzazioni in corso (in discontinuità rispetto ai criteri attualmente vigenti ma in coerenza con quanto attualmente vigente per il servizio di stoccaggio e proposto dall'Autorità nell'ambito del DCO 288/019/R/GAS in materia di criteri tariffari per il 5PRS, decorrente dal 2020) -, escludendo gli interessi passivi in corso d'opera eventualmente capitalizzati (IPCO) maturati nella fase successiva all'esercizio commerciale (cfr. successivo punti 15.10 e 15.11).

Trattamento del lag regolatorio

- 15.6 Coerentemente con quanto disposto per gli anni 2018 e 2019 del 4PR GNL, si conferma l'orientamento di considerare ai fini della determinazione dei ricavi riconosciuti dell'anno t gli incrementi patrimoniali fino all'anno precedente ($t-1$), confermando il *lag* regolatorio di un anno. Pertanto, l'impresa di rigassificazione individua gli incrementi patrimoniali relativi alle immobilizzazioni presenti in bilancio al 31 dicembre dell'anno $t-1$, sulla base dei dati di preconsuntivo relativi al medesimo anno $t-1$.
- 15.7 L'Autorità intende inoltre confermare il meccanismo vigente per la gestione degli eventuali scostamenti tra i ricavi determinati sulla base dei dati di preconsuntivo e quelli definiti sulla base dei dati di consuntivo (cfr. articolo 21*bis* della RTRG), ossia la previsione di un meccanismo perequativo per mezzo del quale le imprese regolano con Cassa le eventuali differenze tra (i) i ricavi effettivamente conseguiti in applicazione dei corrispettivi approvati dall'Autorità calcolati sulla base dei dati di preconsuntivo, e (ii) i ricavi che le imprese avrebbero conseguito applicando i corrispettivi *pro forma* calcolati sulla base dei dati di consuntivo.

Capitale circolante netto

- 15.8 Al fine della determinazione del valore del capitale circolante netto da considerare ai fini del calcolo del capitale investito riconosciuto, in continuità con il precedente periodo regolatorio e in analogia con quanto disposto per gli altri servizi infrastrutturali regolati (da ultimo con deliberazione 114/2019/R/GAS per il servizio di trasporto del gas naturale), si conferma la determinazione

convenzionale in via parametrica di tale posta. In particolare, l'Autorità ritiene che possa essere confermato anche per il 5PR GNL il parametro pari allo 0,8% attualmente vigente, applicato al valore dell'attivo immobilizzato lordo (determinato al netto delle immobilizzazioni in corso, in coerenza con la previsione di cui al successivo punto 15.10).

Poste rettificative

- 15.9 L'Autorità, in continuità con il 4PR GNL, è orientata a considerare i contributi in conto capitale erogati da soggetti pubblici o privati per la realizzazione delle infrastrutture e il fondo relativo al trattamento di fine rapporto come poste rettificative del capitale investito riconosciuto.

Immobilizzazioni in corso e interessi passivi in corso d'opera

- 15.10 L'Autorità, in analogia con quanto disciplinato per il servizio di stoccaggio del gas naturale con deliberazione 531/2014/R/GAS e considerando le caratteristiche del servizio di rigassificazione che, una volta messa in esercizio l'infrastruttura, richiede di norma minori esigenze di investimenti successivi alla messa in esercizio rispetto ai servizi infrastrutturali a rete quali il trasporto del gas naturale, intende escludere le immobilizzazioni in corso dalla determinazione del valore del capitale investito riconosciuto, prevedendo contestualmente una clausola di salvaguardia per le immobilizzazioni in corso realizzate entro il 31 dicembre 2019.
- 15.11 Fatto salvo quanto previsto dal precedente punto, l'Autorità ritiene che gli incrementi patrimoniali relativi a investimenti che entreranno in esercizio nel nuovo periodo di regolazione possano includere eventuali oneri finanziari capitalizzati in corso d'opera (IPCO), entro un limite predeterminato. Al fine di fornire un incentivo alla minimizzazione degli eventuali oneri finanziari capitalizzati, l'Autorità già in precedenti regolazioni infrastrutturali (es. regolazione tariffaria del servizio di stoccaggio gas) ha fissato detto limite tenendo conto del maggior ricorso al debito (rispetto all'ordinario rapporto tra capitale proprio e capitale di debito preso a riferimento per la fissazione del tasso di remunerazione base) per la realizzazione dei nuovi investimenti. Tale misura si ritiene adeguata per il servizio di rigassificazione, anche in considerazione delle sopra richiamate minori esigenze di investimenti rispetto ai servizi infrastrutturali a rete.

Riconoscimento del gas di riempimento

- 15.12 In continuità con i criteri vigenti, è ammesso al riconoscimento tariffario il c.d. gas di riempimento, ovvero il gas utilizzato per il riempimento iniziale della condotta che collega il terminale sino al punto fisico di consegna del gas alla rete nazionale di gasdotti e il gas che costituisce il livello minimo di Gnl nei serbatoi necessario a garantire l'operatività del terminale.

15.13 Tale gas è valorizzato al prezzo di acquisizione risultante da specifiche procedure concorsuali, tali da rispettare il principio di economicità degli investimenti effettuati; qualora tale gas non sia acquistato per mezzo di procedure concorsuali, l'Autorità è orientata a prevedere che tale gas venga valorizzato sulla base della media dei *System Average Price* (SAP, di cui all'articolo 1, comma 2, lettera m), del TIB), al netto dei costi di trasporto, registrati nel periodo in cui è stato conferito al terminale di rigassificazione il Gnl necessario al riempimento.

Aggiornamento del capitale investito riconosciuto

15.14 Per il 5PR GNL, ai fini dell'aggiornamento annuale delle componenti di ricavo a copertura della remunerazione del capitale (in prima applicazione nel 2020 ai fini dell'aggiornamento per il 2021 delle componenti di ricavo a copertura della remunerazione del capitale), l'Autorità intende confermare i criteri vigenti, in base ai quali il capitale investito riconosciuto è aggiornato considerando:

- a) il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat, determinato come variazione tra (i) la media dei valori afferenti ai 4 trimestri dell'anno solare precedente l'anno di presentazione della proposta tariffaria e (ii) la media dei valori afferenti ai 4 trimestri dell'anno solare precedente, come rilevati sulla base del calendario di pubblicazione dell'Istat;
- b) gli investimenti entrati in esercizio nel corso dell'anno di presentazione della proposta tariffaria, sulla base dei dati di preconsuntivo;
- c) i contributi in conto capitale ottenuti relativamente a detti investimenti;
- d) l'incremento del fondo di ammortamento sulla base delle durate convenzionali dei cespiti, nonché le alienazioni e le dismissioni effettuate a qualsiasi titolo e per il completamento della vita utile convenzionale dei cespiti.

S 5. Osservazioni in merito ai criteri di determinazione e aggiornamento del capitale investito riconosciuto.

16 Remunerazione del capitale investito riconosciuto

Premessa

16.1 Il tasso di remunerazione del capitale investito per l'attività di rigassificazione del Gnl è determinato, per l'anno 2020 e successivi, in applicazione dei criteri di cui al TIWACC e tenendo conto degli aggiornamenti dei parametri comuni e del livello di *gearing* disposti con deliberazione 639/2018/R/COM per il periodo 2019-2021 ai sensi degli articoli 5 e 6 del TIWACC e dell'eventuale revisione dei criteri di cui al TIWACC successiva al 2021.

- 16.2 Ai sensi dell'articolo 7 del TIWACC, ai fini della determinazione del WACC si considerano i livelli del coefficiente β^{asset} previsti dalla regolazione tariffaria relativa allo specifico servizio infrastrutturale dei settori elettrico e gas; inoltre, il comma 7.3 del TIWACC prevede che la stima del coefficiente β^{asset} in occasione della revisione della regolazione tariffaria venga effettuata sulla base di analisi dei dati relativi a imprese dell'Area Euro operanti in Paesi con rating elevato, eventualmente considerando, al fine di disporre di un numero di osservazioni statisticamente significativo, anche imprese che non svolgano in modo esclusivo le attività regolate oggetto di analisi, su un periodo di riferimento almeno biennale.
- 16.3 Tenendo conto dei criteri di determinazione del WACC e di stima del coefficiente β^{asset} sopra descritti, si riportano di seguito gli orientamenti dell'Autorità per l'individuazione del livello di β^{asset} per il servizio di rigassificazione. Al riguardo si premette che, rispetto a quanto previsto dal TIWACC, attualmente in Europa non si rilevano società quotate in borsa che svolgono l'attività di rigassificazione del Gnl come attività caratteristica esclusiva o prevalente. Pertanto, ai fini della determinazione del coefficiente β^{asset} per l'attività di rigassificazione, in coerenza con gli orientamenti espressi dall'Autorità fin dal secondo periodo di regolazione (cfr. in particolare il paragrafo 2.3.1 del documento per la consultazione 22 febbraio 2006, 4/2006), si ritiene preferibile un approccio di tipo qualitativo che guardi alle specificità dell'attività, tenendo conto delle analisi dei dati considerate ai fini della determinazione del coefficiente β^{asset} di altri servizi infrastrutturali del settore del gas, quali il servizio di trasporto (cfr. deliberazione 114/2019/R/GAS).

Aggiornamento del parametro β di rischio sistematico dell'attività

- 16.4 Il parametro β^{asset} è una misura del rischio sistematico, dunque non diversificabile, legato all'attività considerata e non connaturato alle caratteristiche della specifica società.
- 16.5 L'attività di rigassificazione del Gnl, in analogia con le altre attività regolate, presenta un livello di rischio inferiore a quello medio di mercato. Ciò anche in ragione del fatto che i meccanismi di copertura dei ricavi di riferimento previsti dalla regolazione riducono, per l'operatore, il rischio commerciale connesso alla volatilità della domanda (sia in relazione alla copertura del rischio quantità, sia in relazione alla copertura del rischio prezzo per i servizi di rigassificazione allocati mediante procedure d'asta competitiva).
- 16.6 Per contro, l'attività di rigassificazione del Gnl, stante il quadro normativo e regolatorio di riferimento, è caratterizzata da un profilo di rischio tendenzialmente superiore a quello degli altri servizi infrastrutturali nel settore del gas naturale (quali il trasporto e lo stoccaggio), tenuto conto del rischio intrinseco nello svolgimento dell'attività, della maggiore esposizione alle dinamiche di prezzo internazionali e della presenza di una copertura non integrale dei ricavi.

- 16.7 Fin dal primo periodo di regolazione (cfr. deliberazione 30 maggio 2001, 120/01), l’Autorità, nel fissare un β^{asset} pari a 0,76 (corrispondente ad un $\beta^{levered}$ pari a 0,996 considerando un rapporto D/E pari a 0,48), ha evidenziato come l’attività di rigassificazione del Gnl sia caratterizzata da un maggiore rischio intrinseco, in quanto fortemente condizionata dalla concorrenza della movimentazione del gas via gasdotto, che è normalmente più economica al di sotto dei 3.000 – 5.000 km, nonché delle specifiche organizzative e tecnologiche insite in questo servizio. In mancanza di dati specifici, si è ritenuto che la rischiosità di tale attività fosse assimilabile a quella di vendita, per la quale con criteri analoghi ai precedenti è stato stimato un β^{asset} pari a 0,76.
- 16.8 In sede di definizione dei criteri di regolazione per il secondo periodo di regolazione l’Autorità, con deliberazione 4 agosto 2005, 178/05 (di seguito: deliberazione 178/05), ha ritenuto che in mancanza di dati specifici relativi a società europee che svolgono tale attività da utilizzare per identificare i valori del parametro β di riferimento, fosse opportuno considerare comunque le specificità dell’attività di rigassificazione (concessione, rischio climatico, rischio sull’intera catena del Gnl a monte) riconoscendo implicitamente una differente rischiosità di tale attività rispetto a quelle di trasporto e di distribuzione del gas. Sulla base di tali considerazioni l’Autorità ha ritenuto opportuno fissare un valore di WACC reale *pre tax* pari al 7,6%, determinato sulla base di un valore di β^{asset} pari a 0,524 (corrispondente ad un $\beta^{levered}$ pari a 0,790 considerando un rapporto D/E pari a 0,70) anche in considerazione della conferma dei meccanismi di copertura dei ricavi.
- 16.9 In sede di definizione dei criteri di regolazione per il terzo periodo di regolazione l’Autorità, con deliberazione 7 luglio 2008 ARG/gas 92/08 (di seguito: deliberazione ARG/gas 92/08), in mancanza di eventi tali da giustificare una revisione sostanziale del rischio sistematico dell’attività e tenuto conto di transitorie limitazioni nell’offerta di Gnl (non sufficienti a soddisfare lo sviluppo della domanda del mercato nel successivo periodo di regolazione), ha confermato un livello di β^{asset} pari a 0,524 ($\beta^{levered}$ pari a 0,790), ossia uguale a quello fissato per il secondo periodo di regolazione.
- 16.10 In sede di definizione dei criteri di regolazione per il quarto periodo di regolazione l’Autorità, con deliberazione 438/2013/R/GAS, ha valutato che non vi fossero elementi significativi tali da giustificare una modifica del parametro β^{asset} , dunque - anche nella prospettiva di favorire la stabilità regolatoria - ha confermato il valore del β^{asset} precedentemente in vigore, ossia pari a 0,524. In ragione della modifica del rapporto D/E, da 0,70 a 0,80, il valore del parametro $\beta^{levered}$ è stato determinato pari a 0,828.
- 16.11 Ad oggi, il β^{asset} dell’attività di rigassificazione, pari a 0,524, incorpora un differenziale pari a +0,160 rispetto al valore del β^{asset} dell’attività di trasporto, che è stato fissato per il quinto periodo di regolazione del trasporto (di seguito: 5PRT) decorrente dal 2020 pari a 0,364 con deliberazione 114/2019/R/GAS. Tale

differenziale comporta un tasso di remunerazione dell'attività di rigassificazione maggiore di circa +1,1% rispetto al tasso di remunerazione dell'attività di trasporto (che si traduce in un maggior costo riconosciuto per l'attività di rigassificazione – a remunerazione dei rischi specifici dell'attività – pari a circa 33 milioni di euro / anno a livello di settore).

- 16.12 L'Autorità è orientata a determinare il valore del β^{asset} per il 5PR GNL sulla base dell'approccio qualitativo sopra richiamato, analogamente all'approccio proposto ai fini della determinazione del β^{asset} dell'attività di stoccaggio gas nell'ambito del DCO 288/2019/R/GAS, considerando i maggiori rischi a cui è esposto il servizio di rigassificazione rispetto agli altri servizi infrastrutturali del gas, ossia la maggiore esposizione rispetto alle dinamiche del mercato internazionale del gas e il contestuale minor grado di copertura dei ricavi di riferimento.
- 16.13 In tale ottica, l'Autorità intende confermare un differenziale rispetto al valore del β^{asset} del servizio di trasporto pari a 0,160, superiore rispetto al differenziale riconosciuto per il servizio di stoccaggio, e un conseguente valore di β^{asset} dell'attività di rigassificazione pari a 0,524 (e di $\beta^{levered}$ pari a 0,828).

<i>S 6. Osservazioni in merito alla remunerazione del capitale investito riconosciuto.</i>
--

17 Ammortamenti economico-tecnici e durata convenzionale dei cespiti

Determinazione degli ammortamenti

- 17.1 L'Autorità è orientata a confermare i criteri generali di determinazione e aggiornamento della componente di ricavo a copertura dei costi di ammortamento.
- 17.2 L'Autorità intende mantenere le categorie di cespiti esistenti e, anche in coerenza con quanto disposto per l'attività di trasporto del gas naturale con deliberazione 114/2019/R/GAS per il 5PRT, confermare le vite utili regolatorie vigenti; inoltre, in coerenza con le previsioni regolatorie degli altri servizi infrastrutturali regolati, anche del settore elettrico, intende introdurre una nuova categoria di cespiti che includa le immobilizzazioni materiali relative a macchine d'ufficio, telefoni cellulari e mezzi di trasporto, con durata convenzionale tariffaria pari a 5 anni. La durata convenzionale tariffaria delle categorie di cespiti è riportata nella successiva Tabella 2.

Tabella 2: Durata convenzionale tariffaria delle categorie di cespiti

Categoria di cespiti	Durata convenzionale (anni)
Fabbricati	40
Condotte	50
Impianti di Gnl	25
Impianti <i>offshore</i> galleggianti	25
Immobilizzazioni materiali (macchine d'ufficio, automezzi, telefoni cellulari)	5
Altre immobilizzazioni materiali	10
Sistemi informativi e <i>software</i>	5
Altre immobilizzazioni immateriali	5
Misuratori	20
Gas di riempimento	-
Terreni	-

Aggiornamento degli ammortamenti

17.3 Ai fini dell'aggiornamento della componente di ricavo a copertura degli ammortamenti, l'Autorità intende confermare i criteri vigenti, in base ai quali gli ammortamenti sono aggiornati annualmente considerando le medesime variabili di cui al precedente punto 15.14.

S 7. Osservazioni in merito ai criteri di determinazione degli ammortamenti economico-tecnici e alla durata convenzionale dei cespiti.

18 Costi operativi riconosciuti

Premessa

18.1 I costi operativi riconosciuti per l'anno 2020 sono determinati a partire dai seguenti elementi, opportunamente corretti per tener conto dell'inflazione:

- a) i costi operativi effettivi rilevati all'anno di riferimento;
- b) la quota parte dei maggiori o minori recuperi di produttività (intesi come differenza, positiva o negativa, tra il costo operativo riconosciuto e il costo operativo effettivo) conseguite nel corso del 4PR GNL lasciata in capo alle imprese di rigassificazione.

Determinazione dei costi operativi effettivi nell'anno di riferimento

- 18.2 L'Autorità, per la determinazione delle tariffe per l'anno 2020, in continuità con il precedente periodo di regolazione, è orientata a fare riferimento ai costi effettivamente sostenuti dalle imprese di rigassificazione come risultanti dai bilanci certificati e dai conti separati presentati ai sensi del TIUC relativi all'ultimo esercizio disponibile al momento della presentazione delle proposte tariffarie per l'anno 2020. Considerate le tempistiche di chiusura dell'attuale procedimento per la definizione dei criteri di regolazione per il 5PR GNL e, di conseguenza, le tempistiche per i procedimenti di approvazione delle proposte tariffarie per l'anno 2020 (indicativamente novembre-dicembre 2019), si ritiene che possano essere presi in considerazione i dati definitivi, come risultanti dai conti annuali separati, relativi all'esercizio 2018, già disponibili al momento della presentazione della proposta tariffaria.
- 18.3 Di conseguenza, le informazioni relative a tali costi effettivi saranno desunte:
- a) dai conti annuali separati predisposti dalle imprese di rigassificazione ai sensi del TIUC;
 - b) dall'analisi dei dati e delle informazioni appositamente richieste agli esercenti nell'ambito dell'attuale procedimento per la definizione dei criteri di regolazione per il 5PR GNL;
 - c) da una valutazione di coerenza con i costi degli anni precedenti, finalizzata a evitare il riconoscimento di costi non ricorrenti o di natura straordinaria.
- 18.4 I costi operativi effettivi ammissibili al riconoscimento tariffario comprendono tutte le voci di costo legate al normale esercizio dell'attività di rigassificazione, escludendo voci di costo non ricorrenti o di natura straordinaria, sostenute nell'esercizio 2018 ed attribuite all'attività di rigassificazione e di misura, al netto dei costi attribuibili alle attività capitalizzate. A questo proposito, qualora si riscontrassero significativi scostamenti in eccesso tra i costi sostenuti nell'anno 2018 e quelli sostenuti negli anni precedenti, ove non chiaramente giustificati dall'impresa, l'Autorità intende valutare la possibilità di considerare, ai fini della determinazione dei costi operativi effettivi, una media dei costi operativi sostenuti negli anni 2015-2018 ammissibili al riconoscimento tariffario.
- 18.5 Non sono ricompresi nei costi operativi riconosciuti, neppure attraverso l'attribuzione di quote di costi dei servizi comuni e delle funzioni operative condivise, le seguenti voci di costo:
- a) i costi relativi a canoni di affitto di infrastrutture di rigassificazione di proprietà di altre imprese;
 - b) gli altri accantonamenti diversi dagli ammortamenti, operati esclusivamente in applicazione di norme tributarie o per la copertura di rischi derivanti da contenziosi;
 - c) gli oneri finanziari e le rettifiche di valori di attività finanziarie;
 - d) gli oneri straordinari;

- e) gli oneri per le assicurazioni, qualora non espressamente previste da specifici obblighi normativi;
- f) gli oneri per sanzioni, penali e risarcimenti, nonché i costi sostenuti per il contenzioso ove l'impresa sia soccombente;
- g) i costi relativi al gas acquistato per i consumi e le perdite della catena di rigassificazione, al netto dei quantitativi di Gnl necessari all'autoproduzione di energia elettrica per il funzionamento di base del terminale;
- h) i costi connessi all'erogazione di liberalità;
- i) i costi pubblicitari e di *marketing*, ad esclusione di oneri che derivino da obblighi posti in capo ai gestori di terminali di rigassificazione la cui copertura non sia assicurata da disposizioni specifiche;
- j) i costi relativi all'acquisto di quote di emissione per il sistema di *Emission Trading*, oggetto di specifica regolazione (cfr. Capitolo 20);
- k) i costi sottostanti l'erogazione di ulteriori servizi (quali i servizi di flessibilità e di *peak shaving*), da enucleare dai costi riconosciuti per il servizio di rigassificazione (cfr. Capitolo 26);
- l) i costi di ripristino, oggetto di specifica regolazione (cfr. Capitolo 21).

Fissazione del livello dei costi operativi riconosciuti per l'anno 2020

18.6 Nella determinazione dei costi operativi riconosciuti nell'anno 2020, in coerenza con i precedenti periodi di regolazione, l'Autorità intende riconoscere alle imprese di rigassificazione una quota parte dei maggiori recuperi di produttività conseguiti, congiuntamente per l'attività di rigassificazione e di misura, rispetto agli obiettivi di recupero di efficienza fissati ad inizio del 4PR GNL dall'Autorità, prevedendo la restituzione agli utenti del servizio di almeno il 50% di tali maggiori recuperi.

18.7 Pertanto:

- a) nel caso in cui nel corso del 4PR GNL siano state conseguite maggiori efficienze rispetto al percorso di efficientamento disposto dall'Autorità (e quindi i costi operativi effettivi relativi all'anno 2018 risultino inferiori ai costi operativi riconosciuti per il medesimo anno 2018, al netto della quota relativa alle maggiori efficienze realizzate negli anni precedenti), i costi operativi per l'anno 2020 sono determinati come somma dei costi operativi effettivi e una quota percentuale, non superiore al 50%, delle maggiori efficienze realizzate nel corso del 4PR GNL (*PS34PRGNL*), opportunamente rivalutati per tener conto dell'inflazione;
- b) nel caso invece in cui le imprese non abbiano raggiunto gli obiettivi di efficientamento fissati dall'Autorità per il 4PR GNL (e quindi i costi operativi effettivi relativi all'anno 2018 risultino superiori ai costi operativi riconosciuti per il medesimo anno, al netto della quota relativa alle maggiori efficienze realizzate negli anni precedenti), il costo operativo riconosciuto è

determinato secondo il medesimo criterio di cui alla lettera precedente, con *PS3_{4PRGNL}* che assume valore negativo, tenendo opportunamente conto dell'inflazione.

- 18.8 L'Autorità, in sede di determinazione del costo riconosciuto per il 5PR GNL, intende tenere conto delle disposizioni introdotte dai principi IFRS16 (che sostituisce il precedente principio IAS17) di cui al Regolamento (UE) 2017/1986 del 31 ottobre 2017, in merito al trattamento contabile dei contratti di *leasing* operativo, in vigore dall'1 gennaio 2019. Tali disposizioni prevedono l'iscrizione tra le immobilizzazioni del diritto d'uso del bene oggetto del contratto di *leasing*, equiparando di fatto il trattamento contabile del *leasing* operativo a quello finanziario.
- 18.9 L'Autorità è pertanto orientata a considerare, con riferimento alle imprese di rigassificazione che applicano i principi contabili internazionali, il valore del diritto d'uso del bene sottostante nell'ambito del capitale investito riconosciuto. In particolare, si intende prevedere che il suddetto valore d'uso possa essere inserito nella rispettiva categoria di cespiti nei soli casi previsti dal punto 32 del principio contabile internazionale IFRS16, ossia nel caso in cui il locatore trasferisca la proprietà dell'attività sottostante al locatario al termine della durata del *leasing*, oppure nel caso in cui il costo dell'attività consistente nel diritto di utilizzo rifletta il fatto che il locatario eserciterà l'opzione di acquisto.
- 18.10 In tutti gli altri casi, il valore del diritto d'uso del bene sottostante può essere iscritto come incremento patrimoniale nella categoria di cespiti "Altre immobilizzazioni immateriali", con una vita regolatoria pari a 5 anni; in alternativa, l'Autorità intende valutare l'opportunità di prevedere una specifica categoria di cespiti, con vita regolatoria inferiore, nel caso in cui i gestori dimostrino la netta prevalenza di contratti di *leasing* operativo con durata inferiore ai 5 anni.

Aggiornamento dei costi operativi riconosciuti

- 18.11 La componente di ricavo a copertura dei costi operativi è aggiornata annualmente, nel corso del 5PR GNL, tenendo conto del tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat (*RPI*), del tasso annuale prefissato di recupero di efficienza (*X-factor*) e di un ulteriore parametro di variazione dei costi riconosciuti che tiene conto di costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali e a mutamenti del quadro normativo (parametro *Y*).

Obiettivi di recupero di efficienza

- 18.12 Con riferimento all'*X-factor*, l'Autorità è orientata a definire un coefficiente di recupero di produttività distinto per impresa. Tale parametro è determinato con il solo obiettivo di riassorbire nel corso del 5PR GNL la quota parte delle maggiori efficienze realizzate nel 4PR GNL (o eventuali maggiori costi effettivi rispetto a

quelli riconosciuti) e incluse nel costo operativo del primo anno del periodo di regolazione, senza quindi stabilire ulteriori recuperi di efficienza. In particolare:

- a) per le imprese che hanno registrato costi operativi effettivi relativi all'anno 2018 inferiori rispetto ai costi operativi riconosciuti per l'anno 2018 (cfr. precedente punto 18.7, lettera a)), determinare il coefficiente di recupero di produttività in modo da riassorbire il valore di $PS_{34PRGNL}$ nel corso del 5PR GNL;
- b) per le imprese che hanno registrato costi operativi effettivi relativi all'anno 2018 superiori rispetto ai costi operativi riconosciuti per l'anno 2018 (cfr. precedente punto 18.7, lettera b)), determinare il coefficiente di recupero di produttività in modo da riportare l'operatore ad un livello di costi efficienti (assunto pari al costo operativo riconosciuto nell'anno di riferimento 2018) nel corso del 5PR GNL.

18.13 Con riferimento a eventuali nuove imprese di rigassificazione o potenziamenti della capacità (maggiori del 30%) dei terminali esistenti (cfr. successivo Capitolo 23), la quota di ricavo riconducibile ai costi operativi, una volta determinata sulla base dei dati desumibili da un bilancio rappresentativo di un intero anno di esercizio, è aggiornata per i successivi anni del periodo regolatorio considerando un *X-factor* pari a zero.

Parametro Y

18.14 Ai fini dell'aggiornamento annuale dei costi operativi riconosciuti, l'Autorità intende confermare la possibilità per le imprese di rigassificazione già operative, e per le quali non sono più applicabili i criteri di riconoscimento dei costi operativi previsti per le nuove imprese, di richiedere l'attivazione del parametro Y per adeguare il livello del costo operativo riconosciuto in relazione a costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali e a mutamenti del quadro normativo.

18.15 Ai fini della presentazione dell'istanza per l'attivazione del parametro Y le imprese sono tenute a dimostrare che tali costi, come risultanti a consuntivo sulla base dei conti annuali separati, siano incrementali rispetto alle specifiche voci di costo effettivo considerate nell'anno base, nonché l'effettiva imprevedibilità ed eccezionalità degli eventi considerati o, con riferimento ai mutamenti normativi, le eventuali attività già svolte e le ulteriori attività che si rendono necessarie in applicazione di detta nuova normativa.

S 8. Osservazioni in merito alla determinazione e all'aggiornamento dei costi operativi riconosciuti.

19 Costi per autoconsumi e perdite

Premessa

- 19.1 In considerazione di quanto esposto al precedente punto 7.20 sugli effetti, per la società OLT Offshore LNG Toscana S.p.a., delle decisioni del Consiglio di Stato 3356/2016 e 3552/2016, l'Autorità ritiene opportuno confermare i criteri generali di regolazione attualmente in vigore per il riconoscimento dei costi a copertura degli autoconsumi e delle perdite, consolidando le scelte operate con la deliberazione 398/2018/R/GAS al fine di garantire modalità uniformate tra imprese di rigassificazione, tenendo conto delle specificità tecnologiche degli impianti.
- 19.2 In particolare, l'Autorità è intenzionata a distinguere tra:
- a) quantitativi di Gnl a copertura di autoconsumi e perdite della catena di rigassificazione; in analogia con quanto previsto nel 4PR GNL, tali quantitativi sarebbero corrisposti in natura dagli utenti del servizio di rigassificazione mediante l'applicazione della quota percentuale Q_{CP} ;
 - b) per i terminali di rigassificazione *offshore* non connessi alla rete elettrica e dotati di impianti di produzione di energia elettrica, quantitativi di Gnl necessari all'autoproduzione di energia elettrica per il funzionamento di base del terminale, ossia al netto dei quantitativi di Gnl strettamente funzionali al procedimento di rigassificazione; i costi relativi all'approvvigionamento di tali quantitativi, a differenza di quanto previsto dai criteri di regolazione generale in vigore nel 4PR GNL, troverebbero riconoscimento in termini monetari e sarebbero ricompresi nei ricavi di riferimento.
- 19.3 Resta inteso che non troverebbero alcun riconoscimento i costi sostenuti per il mantenimento in operatività ed integrità del terminale in caso di mancato utilizzo che, costituendo un onere minimo per mantenere l'infrastruttura di rigassificazione operativa, si ritiene che non possano essere ammissibili al riconoscimento tariffario (ed eventualmente socializzati attraverso i meccanismi di copertura dei ricavi); i costi operativi riconosciuti (cfr. Capitolo 18) includono infatti le voci di costo di natura ricorrente, legate alla gestione dell'attività di rigassificazione, e non i costi che si generano in particolari contingenze di esercizio, quali il non utilizzo dell'infrastruttura.
- 19.4 Al fine di garantire la coerenza nella determinazione di tali componenti tariffarie, l'Autorità è orientata ad introdurre specifici obblighi informativi in capo alle imprese di rigassificazione che esercitano terminali di rigassificazione *offshore* non connessi alla rete elettrica. In particolare, nell'ambito delle proposte tariffarie, le imprese dovrebbero presentare:
- a) il dettaglio delle condizioni operative di funzionamento del terminale e delle altre assunzioni rilevanti considerate ai fini della stima dei quantitativi di Gnl complessivamente necessari per gli autoconsumi e le perdite del terminale;
 - b) i consumi e le perdite della catena di rigassificazione registrati nel corso dell'anno precedente, e la relativa quota percentuale rispetto al Gnl scaricato al terminale;

- c) una previsione dei volumi di Gnl scaricati dagli utenti sulla base delle condizioni operative di funzionamento del terminale previste e dei dati storici, ove disponibili, al fine del dimensionamento della quota Q_{CP} ;
- d) l'eventuale ripartizione (corredata dai dettagli dei criteri utilizzati per operare tale ripartizione) dei quantitativi di cui al precedente punto a) tra:
 - i. quantitativi di Gnl a copertura di autoconsumi e perdite della catena di rigassificazione (cfr. precedente punto 19.2, lettera a));
 - ii. quantitativi di Gnl necessari all'autoproduzione di energia elettrica necessaria per il funzionamento di base del terminale, considerando la potenza media impegnata per il funzionamento di base del terminale (cfr. precedente punto 19.2, lettera b)).

Costi per l'approvvigionamento di quantitativi di Gnl necessario all'autoproduzione di energia elettrica per il funzionamento di base del terminale

- 19.5 In relazione alla quantificazione del Gnl necessario all'autoproduzione di energia elettrica per il funzionamento di base del terminale, si ritiene che questa debba avvenire considerando la potenza media impegnata e l'efficienza degli impianti di produzione di energia elettrica a bordo del terminale. Non si ritiene necessario introdurre alcun meccanismo di sterilizzazione del rischio-quantità connesso a potenziali differenze tra i quantitativi stimati in fase di predisposizione della proposta tariffaria e quelli effettivamente registrati a consuntivo, in quanto si ritiene che tali quantitativi siano sostanzialmente stabili nel tempo; eventuali differenze connesse alla variazione delle condizioni di operatività del terminale sono già intercettate dall'applicazione della componente Q_{CP} .
- 19.6 In relazione alla valorizzazione dei quantitativi di cui al precedente punto, l'Autorità è orientata ad utilizzare il prezzo medio ponderato dei prodotti a termine con consegna al PSV nell'anno tariffario di riferimento, al netto dei costi di trasporto. Al fine di rendere l'impresa di rigassificazione neutrale rispetto a variazioni dei prezzi, si ritiene opportuno prevedere che la variazione di ricavo derivante dalla variazione dei prezzi sia conguagliata nella specifica voce di ricavo a copertura dei quantitativi di Gnl necessari all'autoproduzione di energia elettrica relativa all'anno $t+2$.

Quantitativi di Gnl a copertura di autoconsumi e perdite della catena di rigassificazione

- 19.7 L'Autorità è orientata a confermare i criteri di determinazione e riconoscimento di quantitativi di Gnl a copertura di autoconsumi e perdite della catena di rigassificazione, tenuto opportunamente conto di quanto eventualmente già riconosciuto per l'autoproduzione di energia elettrica necessaria per il funzionamento di base del terminale.
- 19.8 La componente Q_{CP} è proposta dall'impresa di rigassificazione sulla base delle condizioni operative di funzionamento del terminale previste e dei dati storici; inoltre l'impresa di rigassificazione, nel proporre la componente Q_{CP} , tiene conto

di eventuali scostamenti tra i quantitativi di autoconsumi e perdite effettivi e quelli conferiti in natura dagli utenti negli anni precedenti, anche al fine di conguagliare eventuali scostamenti pregressi.

- 19.9 L'Autorità è altresì orientata a confermare la possibilità, per le imprese di rigassificazione, di rivedere – anche in corso d'anno – la quota percentuale Q_{CP} . Tuttavia, l'Autorità ritiene opportuno prevedere che tale modifica sia soggetta ad un nulla osta da parte degli Uffici dell'Autorità, subordinato alla valutazione di una specifica istanza presentata dall'impresa di rigassificazione. L'istanza deve essere opportunamente motivata, e includere un aggiornamento, rispetto alla proposta tariffaria, dei parametri utilizzati per il calcolo della quota percentuale Q_{CP} , nonché l'evidenza degli eventuali scostamenti, per l'anno in corso, tra i quantitativi riconosciuti e quelli effettivamente utilizzati.

S 9. Osservazioni in merito ai criteri di riconoscimento di autoconsumi e perdite.

20 Costi relativi al sistema di *Emission Trading*

- 20.1 In analogia con quanto disposto per il servizio di trasporto gas (cfr. deliberazione 11472019/R/GAS) e proposto per il servizio di stoccaggio gas (cfr. DCO 288/2019/R/GAS), si ritiene opportuno valutare il riconoscimento alle imprese di rigassificazione dei costi per l'approvvigionamento dei titoli del sistema *Emission Trading* (di seguito: ETS). Al riguardo, l'Autorità intende introdurre un meccanismo di riconoscimento dei costi che renda l'impresa neutrale rispetto al rischio prezzo associato all'acquisto di tali titoli (anche alla luce dell'incertezza legata all'evoluzione in atto in tale ambito), ma al contempo fornisca incentivi ad adottare comportamenti virtuosi volti a ridurre le emissioni di CO₂.
- 20.2 Si ritiene in particolare che i suddetti oneri per l'acquisto di titoli ETS possano essere riconosciuti mediante la definizione di un quantitativo standard di titoli ETS ammissibile per unità di servizio erogata (individuata sulla base di uno specifico *driver*) e coprendo il rischio di prezzo associato all'approvvigionamento di tale quantitativo.
- 20.3 Si ritiene opportuno prevedere che per il primo anno del periodo regolatorio sia individuato dall'Autorità, su proposta dell'impresa di rigassificazione, un opportuno *driver* per la quantificazione dei titoli ETS necessari in un determinato anno (quale, a titolo esemplificativo, il volume di Gnl rigassificato). Il quantitativo annuale di titoli ETS riconoscibili ai fini tariffari sarebbe determinato come il prodotto tra il quantitativo unitario e una stima del *driver* per l'anno tariffario, al netto delle quote eventualmente ottenute a titolo gratuito. Il costo annuale riconosciuto sarebbe determinato come valorizzazione del quantitativo annuale, determinata sulla base del valore medio, registrato nell'ultimo anno disponibile, dei prezzi risultanti dalle aste pubbliche europee dei titoli ETS.

- 20.4 Si ritiene inoltre opportuno, analogamente a quanto previsto per il servizio di trasporto del gas naturale, introdurre un meccanismo di correzione *ex-post* della componente di ricavo riconosciuto (a valere sulla componente di ricavo riconosciuto relativa all'anno $t+2$) per tener conto:
- a) dell'eventuale differenza tra il valore del *driver* di riferimento stimato per l'anno tariffario e il valore a consuntivo del medesimo *driver*;
 - b) dell'eventuale differenza tra il valore medio dei prezzi ETS utilizzato ai fini della valorizzazione e il valore medio effettivamente registrato nell'anno tariffario.

S 10. Osservazioni in merito ai costi relativi al sistema di Emission Trading.

21 Costi di ripristino

- 21.1 Con riferimento alla quota di ricavo a copertura dei costi di ripristino, si ritiene opportuno confermare i criteri attualmente vigenti (cfr. punti 7.22 e 7.23), ossia la sua determinazione per il primo anno del periodo di regolazione sulla base di una stima peritale dell'ammontare dei costi di ripristino eseguita da un soggetto terzo, al netto degli eventuali fondi già accantonati, divisa per il periodo residuo previsto di operatività del terminale; tale quota è aggiornata annualmente mediante il deflatore degli investimenti fissi lordi.
- 21.2 In continuità con i criteri vigenti, la quota a copertura dei costi di ripristino è funzionale alla definizione del corrispettivo *Crs*, il cui gettito è accantonato presso un apposito fondo presso la Cassa (il "Conto costi di ripristino rigassificazione") e messo a disposizione delle imprese di rigassificazione solo in seguito alla realizzazione degli interventi di ripristino. Al riguardo, l'Autorità intende sottoporre a consultazione la possibilità di prevedere che il gettito riscosso a copertura dei costi di ripristino non sia accantonato presso la Cassa ma in specifici fondi delle imprese di rigassificazione, e che tali fondi siano considerati come poste rettificative del capitale investito. In continuità con i criteri vigenti, una volta sostenuti i lavori di ripristino, in ogni caso non potranno essere riconosciuti all'impresa oneri superiori rispetto alle somme accantonate. Inoltre, nel caso in cui il costo effettivamente sostenuto dall'impresa per le opere di ripristino sia inferiore alle somme accantonate, l'impresa è tenuta a retrocedere al sistema il maggior gettito accantonato rispetto alle effettive necessità.
- 21.3 Infine, nel caso di terminali in regime di esenzione dall'accesso a terzi, si ritiene opportuno adeguare il criterio attuale, che prevede che il rimborso effettuato dalla Cassa sia riproporzionato sulla base dell'incidenza della capacità in regime di accesso di terzi sul totale della capacità tecnica, prevedendo che la quota parte di costo effettivo sostenuto dall'impresa corrispondente alla capacità esente sia considerata già coperta e, di conseguenza, il costo da coprire attraverso gli accantonamenti sia esclusivamente quello afferente alla capacità non esente.

S 11. Osservazioni in merito ai costi di ripristino, in particolare in riferimento all'ipotesi di prevedere che i fondi non siano accantonati presso la Cassa.

22 Criteri di incentivazione basati su maggiorazioni del tasso di remunerazione del capitale (*input-based*)

- 22.1 Come richiamato in premessa, l'Autorità è orientata a superare i criteri di incentivazione di natura *input-based* a decorrere dal 5PR GNL, facendo evolvere la regolazione secondo logiche che incentivino l'efficientamento del servizio e l'offerta, da parte delle imprese di rigassificazione, della massima flessibilità prestazionale disponibile.
- 22.2 A tal proposito, l'Autorità intende valutare un eventuale rafforzamento delle disposizioni volte a incentivare la fornitura di servizi di flessibilità (cfr. successivo punto 24.6), a massimizzare i servizi offerti agli utenti (cfr. successivo punto 24.7) o, nell'ambito del TIRG, promuovere la fornitura di ulteriori servizi a elevato valore aggiunto per gli utenti secondo i principi sopra richiamati, nell'ottica di favorire il massimo utilizzo della capacità di rigassificazione disponibile.
- 22.3 L'Autorità intende in ogni caso continuare a riconoscere la quota di ricavo riconducibile alla remunerazione addizionale per gli investimenti incentivati entrati in esercizio nei precedenti periodi di regolazione, applicando al valore del capitale investito netto riconducibile a tali investimenti gli incrementi del tasso di remunerazione riconosciuti ai sensi delle disposizioni di cui al comma 4.4 della deliberazione 178/05, al comma 11.3 della deliberazione ARG/gas 92/08, e ai commi 13.2 e 14.1 della RTRG 4PR GNL, per le rispettive durate.

S 12. Osservazioni in merito ai criteri di incentivazione.

23 Ricavi di riferimento per le nuove imprese di rigassificazione

- 23.1 Ai nuovi terminali e ai terminali esistenti in seguito ad un potenziamento della loro capacità maggiore del 30%, l'Autorità intende confermare i criteri di determinazione dei ricavi di riferimento attualmente in vigore (cfr. punti 7.26 e 7.27), validi anche in caso di esenzione dal regime di accesso di terzi.

S 13. Osservazioni in merito ai ricavi di riferimento per le nuove imprese di rigassificazione.

24 Fattore di copertura dei ricavi

- 24.1 L'Autorità intende mantenere sostanzialmente invariata, rispetto al 4PR GNL, la disciplina relativa al fattore di copertura dei ricavi.

24.2 In particolare, il diritto all'applicazione del fattore di copertura dei ricavi è riconosciuto, per una durata di 20 anni decorrenti dall'anno in cui l'impresa che gestisce il terminale di Gnl offre il servizio di rigassificazione, con riferimento alla capacità di rigassificazione dei:

- a) terminali che hanno acquisito il diritto all'applicazione del fattore di garanzia, in conformità alla disciplina vigente nel precedente periodo di regolazione⁸;
- b) nuovi terminali di Gnl, o potenziamenti dei terminali esistenti, inclusi nell'elenco delle infrastrutture strategiche di cui all'articolo 3, del decreto legislativo 93/11.

24.3 Nel caso in cui i ricavi effettivi conseguiti RL^{EF} siano inferiori alla quota parte dei ricavi soggetti a copertura ($\alpha \cdot RL$), l'impresa di rigassificazione ha diritto a ricevere dalla Cassa un importo a titolo di fattore di copertura dei ricavi FC^L determinato sulla base della seguente formula:

$$FC^L = \alpha \cdot RL - RL^{EF}$$

24.4 La quota di ricavo riconosciuto RL coperta dal fattore di copertura dei ricavi (parametro α) è pari:

- a) al 64%, per i terminali di cui al comma 24.2, lettera a);
- b) a un valore percentuale, inferiore o uguale al 64%, determinato caso per caso dall'Autorità sulla base degli esiti dell'analisi costi-benefici presentata dal promotore di un'iniziativa di realizzazione di un nuovo terminale di cui al punto 24.2, lettera b), che dimostri l'utilità di tale terminale per il sistema del gas.

24.5 I ricavi effettivi conseguiti dall'impresa di rigassificazione RL^{EF} sono pari alla somma di:

- a) ricavi conseguiti applicando i corrispettivi unitari di impegno Cqs (al lordo di eventuali riduzioni operate dall'impresa e non previste dalla presente deliberazione), alle capacità conferite per l'anno t sulla base delle tariffe regolate;
- b) ricavi derivanti dall'assegnazione della capacità di rigassificazione mediante procedure concorsuali di cui agli articoli 5 e 6 del TIRG;
- c) ricavi relativi alla capacità oggetto di esenzione per i terminali in regime di esenzione, valutati *pro forma* secondo le tariffe approvate dall'Autorità;
- d) ricavi derivanti dall'erogazione del servizio integrato di rigassificazione e stoccaggio di cui all'articolo 1 della deliberazione 29 febbraio 2016, 77/2016/R/GAS.

⁸ Ad oggi, sono titolari del fattore di copertura dei ricavi il terminale di Panigaglia, della società GNL Italia S.p.a., e del terminale *offshore* di Livorno, della società OLT Offshore LNG Toscana S.p.a.; anche il terminale di Rovigo, gestito dalla società Terminale GNL Adriatico S.r.l., è formalmente titolare del fattore di copertura dei ricavi, benché l'esenzione sull'80% della capacità del terminale ne determina di fatto l'inapplicabilità.

- 24.6 Con riferimento ai ricavi derivanti dall'offerta di servizi di flessibilità (cfr. punti da 26.8 a 26.10) l'Autorità, in discontinuità con il quadro regolatorio vigente e al fine di incentivare l'offerta di tali servizi di flessibilità anche da parte delle imprese che beneficiano del fattore correttivo⁹, intende considerare tra i ricavi effettivi rilevanti ai fini del calcolo del fattore correttivo solo una quota dei ricavi derivanti dall'offerta di servizi di flessibilità. In particolare, l'Autorità intende prevedere che i ricavi derivanti dall'offerta di servizi di flessibilità da parte di terminali che beneficiano del fattore correttivo, oltre a concorrere alla copertura dei costi incrementali per la fornitura di tali servizi, in una quota parte pari al 60% (in linea con la copertura dei ricavi garantita dal sistema), siano considerati tra i costi effettivi RL^{EF} di cui al precedente punto (quindi a riduzione dell'onere in capo al sistema per la copertura del fattore correttivo) e, per il restante 40%, possano essere trattenuti dall'impresa di rigassificazione a copertura dei ricavi non soggetti a fattore di copertura dei ricavi, fino a concorrenza dei ricavi riconosciuti.
- 24.7 Nell'ottica di rafforzare il legame tra il livello di ricavo riconosciuto e il servizio erogato (tipico dell'approccio *ROSS*) e responsabilizzare i gestori a conseguire elevate *performance* in termini di massimizzazione dell'allocazione delle capacità di rigassificazione, l'Autorità intende generalizzare l'applicazione, a tutti i terminali di rigassificazione, del meccanismo introdotto con deliberazione 548/2017/R/GAS per la società OLT Offshore LNG Toscana S.p.a., che esclude dall'automatica applicazione del fattore di copertura dei ricavi un valore pari ad un terzo della componente RL_{INC} , collegandone il riconoscimento in proporzione alle capacità di rigassificazione allocata. Di fatto, tale meccanismo continuerebbe ad essere applicato solamente in relazione al terminale della società OLT Offshore LNG Toscana S.p.a. (cfr. deliberazione 548/2017/R/GAS); il meccanismo proposto non troverebbe invece applicazione con riferimento al terminale della società GNL Italia S.p.a., poiché per tale società la componente RL_{INC} è pari a zero, e al terminale della società Terminale GNL Adriatico S.r.l. in relazione al quale la titolarità di un'esenzione dal diritto di accesso di terzi superiore al 64% (pari all'80%) determina di fatto l'inapplicabilità del fattore correttivo.
- 24.8 L'Autorità intende inoltre confermare il principio attualmente vigente (cfr. comma 18.2 della RTRG) secondo cui l'applicazione del fattore di copertura dei ricavi è subordinata all'offerta del servizio di rigassificazione nel periodo di punta stagionale o in condizioni di criticità del sistema nazionale del gas; nel caso di eventuali limitazioni tecnico-operative dell'esercizio del terminale, verificata tale circostanza mediante apposito procedimento, l'Autorità si riserva la facoltà di sospendere l'applicazione del fattore di copertura dei ricavi o modificarne il livello.

⁹ Ad oggi, i servizi di flessibilità sono offerti solo dalla società Terminale Gnl Adriatico S.r.l. che ha un effettivo incentivo economico ad offrirli.

- 24.9 Si intende infine confermare le previsioni secondo cui, nei casi di revoca dell'esenzione da parte dell'Autorità concedente:
- a) il fattore di copertura dei ricavi è applicato, con riferimento alla capacità dei terminali che ad oggi ne hanno diritto, secondo i medesimi i criteri vigenti per la generalità dei terminali di rigassificazione, escludendo dai ricavi di riferimento considerati ai fini dell'applicazione del fattore di copertura dei ricavi gli incentivi tariffari riconosciuti per la realizzazione di nuovi investimenti; nel caso eventuali nuove esenzioni accordate su nuovi terminali o potenziamenti dei terminali esistenti, l'applicazione del fattore correttivo è comunque subordinata al soddisfacimento dei requisiti, e nel rispetto dei limiti, previsti per la generalità dei terminali di rigassificazione (cfr. precedenti punti 24.2 e 24.3);
 - b) l'Autorità, alla luce delle motivazioni della revoca da valutare caso per caso nell'ambito di appositi procedimenti, può ridurre ulteriormente il livello di copertura dei ricavi.

Obblighi di servizio per i terminali che beneficiano del fattore di copertura dei ricavi

- 24.10 La sentenza del Consiglio di Stato 3552/2016 intervenuta a chiusura del contenzioso con la società OLT Offshore LNG Toscana S.p.a. ha, tra l'altro, accolto il motivo di appello diretto a censurare l'onere (ritenuto dal Consiglio di Stato irragionevolmente e immotivatamente penalizzante) di assicurare continuità nell'offerta del servizio di rigassificazione attraverso la messa a disposizione della Cassa di una apposita garanzia di pagamento rispetto all'obbligo di restituire le somme già eventualmente percepite a titolo di copertura dei ricavi (cfr. deliberazione 30 gennaio 2014, 19/2014/R/GAS, punti 5, 6 e 7).
- 24.11 Con la deliberazione 548/2017/R/GAS l'Autorità, nel dare ottemperanza alla sopra richiamata sentenza, ha previsto che la Cassa provvedesse alla restituzione della garanzia versata da OLT Offshore LNG Toscana S.p.a.
- 24.12 Stante il quadro sopra delineato, l'Autorità intende ribadire il principio secondo cui l'impresa che beneficia del fattore di copertura dei ricavi è gravata di un regime di speciale responsabilità che gli impone l'obbligo di assicurare continuità nell'offerta del servizio di rigassificazione per l'intera durata del meccanismo di copertura (20 anni), pena la restituzione delle somme ricevute a titolo di fattore di copertura.
- 24.13 Infatti, poiché il sistema gas si fa carico degli oneri necessari a coprire il fattore di correzione dei ricavi in considerazione della valenza strategica che assume la capacità di rigassificazione offerta dai terminali che beneficiano di tale misura, si ritiene necessario che tale capacità di rigassificazione, quantomeno per la durata dei meccanismi di copertura, sia considerata disponibile per il sistema nazionale del gas e per le sue esigenze di sicurezza, diversificazione e concorrenzialità delle fonti di approvvigionamento del gas.

25 Corrispettivi per il servizio di rigassificazione

- 25.1 L'Autorità intende confermare la struttura tariffaria a copertura dei costi sottostanti il servizio di rigassificazione e i criteri di determinazione dei corrispettivi unitari. Le modalità di applicazione di tali corrispettivi ai fini della definizione delle condizioni economiche di accesso alla capacità di rigassificazione, in continuità con il quadro regolatorio oggi vigente, sono disciplinate dal TIRG.
- 25.2 In particolare, la tariffa a copertura dei costi relativi al servizio di rigassificazione erogato da ciascun terminale è articolata in due corrispettivi unitari applicati entrambi alla capacità contrattuale: il corrispettivo *Cqs* e il corrispettivo *Crs*.
- 25.3 Il corrispettivo unitario *Cqs*, espresso in euro/metro cubo di Gnl liquido/anno, è pari al rapporto tra i ricavi di riferimento per il servizio di rigassificazione del Gnl, al netto dei costi di ripristino, e la capacità tecnica del terminale.
- 25.4 Il corrispettivo unitario *Crs*, espresso in euro/metro cubo di Gnl liquido/anno, è pari al rapporto tra i ricavi per la copertura dei costi di ripristino e la capacità tecnica del terminale.
- 25.5 Coerentemente con la proposta di ricomprendere i costi per l'attività di misura del trasporto gas sostenuti dalle imprese di rigassificazione nell'ambito dei costi riconosciuti per il servizio di rigassificazione (cfr. precedente punto 14.2), a decorrere dal 5PR GNL il corrispettivo unitario *Cqs* include anche i costi attualmente recuperati tramite il corrispettivo di misura CM^R che, di fatto, viene superato.
- 25.6 La capacità tecnica rilevante ai fini della determinazione dei corrispettivi unitari è definita come la capacità massima che il terminale può rendere disponibile in un anno, tenuto conto dei periodi di fermo per la manutenzione ordinaria dell'impianto.
- 25.7 In relazione all'applicazione dei suddetti corrispettivi, il TIRG prevede che per i casi di conferimento della capacità (disponibile o resa disponibile) tramite procedure concorsuali (cfr. articoli 5 e 6 del TIRG), il corrispettivo unitario *Cqs* di impegno associato ai quantitativi contrattuali di Gnl rileva esclusivamente ai fini della determinazione del prezzo di riserva nell'ambito delle procedure concorsuali per l'allocazione della capacità di rigassificazione (cfr. comma 7.4 del TIRG).

26 Ulteriori servizi

Criteria generali

- 26.1 L'Autorità intende confermare il principio secondo cui, nel caso in cui l'impresa di rigassificazione offra in maniera non discriminatoria eventuali ulteriori servizi rispetto al servizio di rigassificazione, comunque nell'ambito della propria attività caratteristica, a condizioni economiche determinate sulla base dei costi sottostanti al servizio offerto, tali costi siano enucleati dai costi riconosciuti per il servizio di rigassificazione e non già compresi nei costi ammessi al riconoscimento tariffario.
- 26.2 Tra gli ulteriori servizi, rientrano anche:
- a) i servizi marittimi di rimorchio, pilotaggio e ormeggio, nella misura in cui i relativi costi non siano ricompresi nell'ambito del servizio di rigassificazione (cfr. successivo punto 26.3 e seguenti);
 - b) i servizi di flessibilità erogati ai sensi dell'articolo 12 del TIRG;
 - c) il servizio di *peak shaving* erogato ai sensi del decreto del Ministro dello sviluppo economico 19 aprile 2013;
 - d) i servizi SSLNG che, coerentemente con le previsioni della deliberazione 168/2019/R/GAS (articolo 4), si configurano come servizi aggiuntivi rispetto a quello di rigassificazione del Gnl, offerti a condizioni economiche definite liberamente dal gestore nel rispetto dei principi di trasparenza e parità di trattamento tra gli utenti.

Servizi marittimi

- 26.3 L'Autorità, in esito alle decisioni del giudice amministrativo intervenute nel contenzioso con la società OLT Offshore LNG Toscana S.p.a. e in analogia con quanto proposto per il trattamento di consumi e perdite del terminale, ritiene opportuno integrare la regolazione vigente in materia di servizi marittimi al fine di garantire un trattamento regolatorio analogo per tutte le imprese di rigassificazione. Con il termine di servizi marittimi si fa generalmente riferimento ai servizi di rimorchio, ormeggio e pilotaggio delle navi metaniere, funzionali all'approdo al terminale.
- 26.4 Il giudice amministrativo, nelle sopra richiamate decisioni, ha concluso che, nei casi in cui i servizi marittimi risultino imprescindibili per lo svolgimento dell'attività di rigassificazione (e, in particolare, per quella di ricezione del Gnl) e i mezzi impiegati per la fornitura di tali servizi risultino essere dedicati esclusivamente al terminale in quanto asserviti, i relativi costi debbano essere inclusi nell'ambito dei costi del servizio di rigassificazione.
- 26.5 Di conseguenza, l'Autorità ritiene opportuno prevedere che, nei casi in cui i servizi marittimi risultino imprescindibili per l'attività di rigassificazione (in quanto strumentali anche a servizi di guardianaggio e di sicurezza del terminale o al trasporto del personale da e verso il terminale) e siano erogati da mezzi dedicati

esclusivamente al terminale di rigassificazione, i relativi costi debbano essere ricondotti nell'ambito del servizio di rigassificazione. Invece, nei casi in cui i servizi marittimi non risultino imprescindibilmente legati all'attività di rigassificazione, e quindi l'utente del terminale sia potenzialmente in grado di selezionare autonomamente il fornitore dei servizi di rimorchio e ormeggio funzionali alla rigassificazione, oppure i servizi non siano dedicati in via esclusiva al terminale, si ritiene che tali servizi, qualora offerti dall'impresa di rigassificazione, possano qualificarsi come ulteriori servizi e i relativi costi possano non essere inclusi nel perimetro dei costi riconosciuti per il servizio di rigassificazione. In ogni caso, si ritiene che non possano essere oggetto di regolazione da parte dell'Autorità i servizi marittimi che, in forza di normativa primaria, risultino sottoposti alla potestà regolatoria e di vigilanza e controllo di altre autorità.

26.6 Inoltre, anche nel caso di servizi marittimi imprescindibili per l'attività di rigassificazione ed erogati da mezzi dedicati esclusivamente al terminale di rigassificazione, l'Autorità in coerenza con l'attuale quadro regolatorio vigente per la società OLT Offshore LNG Toscana S.p.a., ritiene che:

- a) i costi di natura fissa, ossia sostenuti dall'impresa di rigassificazione a prescindere dal numero di approdi e con asservimento esclusivo dei mezzi al terminale (es. i costi fissi per la disponibilità di rimorchiatori con funzioni di guardianaggio e sicurezza del terminale), siano considerati quali costi relativi al servizio di rigassificazione e dunque ricompresi nei relativi ricavi di riferimento;
- b) i costi di natura variabile, ossia sostenuti esclusivamente nel caso in cui avvenga un approdo per il pilotaggio e l'ormeggio delle navi metaniere, siano considerati quali costi relativi a servizi ulteriori rispetto al servizio di rigassificazione (quali appunto i servizi marittimi di pilotaggio e ormeggio), e dunque soggetti ai criteri di regolazione previsti per gli ulteriori servizi ai sensi dell'articolo 8 della RTRG 4PR GNL (enucleazione dei costi dal servizio di rigassificazione, trasparenza, parità di trattamento tra utenti, aderenza ai costi sottostanti).

26.7 Sui criteri di riconoscimento dei costi dei servizi marittimi di natura fissa di cui al precedente punto, lettera a), l'Autorità è orientata a prevedere che:

- a) qualora siano erogati mediante infrastrutture di proprietà della stessa impresa di rigassificazione, siano ricompresi nei costi operativi e/o negli incrementi patrimoniali in coerenza con le scritture contabili;
- b) qualora siano erogati mediante infrastrutture di proprietà di soggetti diversi dall'impresa di rigassificazione, l'impresa di rigassificazione considera i costi dei contratti di *service* stipulati con i soggetti terzi per la fornitura dei servizi marittimi nell'ambito dei costi operativi riconosciuti, soggetti ai meccanismi di efficientamento previsti per la generalità dei costi operativi, fatte salve le verifiche di congruità ed efficienza dei costi; nel caso in cui tali servizi siano

erogati da società controllate o collegate, l'impresa di rigassificazione è invece tenuta a considerare tra i costi di capitale gli incrementi patrimoniali, valutati a costo storico, presenti nei bilancio di tali società.

Servizi di flessibilità

- 26.8 L'articolo 12 del TIRG prevede che le imprese di rigassificazione possano offrire, come ulteriori servizi, servizi di flessibilità che consentono ai propri utenti di modificare su richiesta il proprio programma di rigassificazione con tempistiche che siano compatibili con le negoziazioni nell'ambito dei mercati del gas e mantenere il Gnl precedentemente consegnato negli stoccaggi del terminale.
- 26.9 I costi per la fornitura dei servizi di flessibilità sono pertanto enucleati dai costi riconosciuti per il servizio di rigassificazione; ai sensi del comma 12.2 del TIRG, inoltre, i corrispettivi di fornitura di tali servizi sono definiti su proposta delle imprese di rigassificazione e approvati dall'Autorità, tenendo conto della stima dei costi incrementali associati alla disponibilità e all'erogazione del servizio.
- 26.10 Tenendo conto di quanto proposto al precedente punto 24.6, l'Autorità intende integrare le disposizioni di cui al comma 12.3 del TIRG in materia di destinazione dei ricavi derivanti dall'applicazione dei corrispettivi per il servizio di flessibilità al fine di renderle coerenti con le quanto sopra proposto in materia di fattore di copertura dei ricavi (cfr. capitolo 24), prevedendo in particolare che anche le imprese di rigassificazione soggette al meccanismo di copertura possano in quota parte trattenere il gettito derivante dall'offerta di servizi di flessibilità. Ciò al fine di non ostacolare l'offerta di tali servizi che, potenzialmente, inducono un incremento delle capacità conferite e, di conseguenza, una riduzione degli oneri a carico del sistema relativi ai meccanismi di copertura dei ricavi; in particolare, si ritiene che i ricavi dei servizi di flessibilità possano essere destinati:
- a) alla copertura dei costi incrementali, sino al raggiungimento di un importo massimo il cui valore è proposto dall'impresa di rigassificazione e approvato dall'Autorità;
 - b) per la quota eccedente l'importo di cui al precedente punto a):
 - i. con riferimento ai terminali che non beneficino del fattore di copertura dei ricavi, in continuità con quanto oggi previsto dal TIRG, alla copertura dei ricavi riconosciuti per il servizio di rigassificazione relativi alle capacità non conferite;
 - ii. con riferimento ai terminali che beneficino del fattore di copertura dei ricavi, per il 40% alla copertura dei ricavi riconosciuti relativi alle capacità non conferite e ai ricavi non soggetti a copertura, per il 60% considerati come ricavi effettivi dell'impresa (cfr. precedente punto 24.5) che riducono gli importi da erogare a titolo di fattore di copertura;
 - c) per la quota eccedente gli importi di cui ai precedenti punti a) e b), agli utenti del servizio di rigassificazione pro quota in base alla capacità di rigassificazione loro conferita e non utilizzata.

27 Completamento del quadro regolatorio dei depositi di stoccaggio e rigassificazione di Gnl

27.1 Con deliberazione 168/2019/R/GAS, l'Autorità ha rimandato ai criteri di regolazione del servizio di rigassificazione del Gnl per il 5PR GNL la definizione delle modalità applicative del meccanismo di copertura dei ricavi per i depositi dotati di impianti funzionali al servizio di rigassificazione e dello *sharing* dei ricavi derivanti dai servizi SSLNG per la copertura dei costi comuni all'attività di rigassificazione. Nel presente capitolo si presentano gli orientamenti dell'Autorità per il completamento del quadro regolatorio dei depositi di stoccaggio e rigassificazione del Gnl.

Fattore di copertura dei ricavi per i depositi di stoccaggio e rigassificazione del Gnl

27.2 L'Autorità, ai sensi dell'Articolo 5 della deliberazione 168/2019/R/GAS, ha previsto che ai depositi di Gnl strategici ai sensi dell'articolo 9 del decreto legislativo 257/2016 e sottoposti alle funzioni di regolazione dell'Autorità (quindi dotati di impianti funzionali al processo di rigassificazione), venga applicato un meccanismo di copertura dei ricavi di riferimento afferenti al solo servizio di rigassificazione, che risponda alle seguenti caratteristiche:

- a) livello di copertura dei ricavi non superiore al livello di copertura previsto per i terminali di rigassificazione di Gnl;
- b) applicazione limitata al periodo di avviamento dell'attività.

27.3 sulla base dell'impostazione del meccanismo di copertura per i depositi di stoccaggio e rigassificazione del Gnl sancita con la deliberazione 168/2019/R/GAS, l'Autorità intende:

- a) estendere anche ai depositi il principio prospettato per i terminali di rigassificazione (cfr. precedente punto 24.3) di determinare la quota di ricavo coperta pari a α , con α inferiore o uguale al 64% e determinato sulla base degli esiti di una specifica analisi costi-benefici; al riguardo, si ricorda che l'articolo 9, comma 8, del decreto legislativo 257/16, dispone che la valutazione della strategicità di tali infrastrutture sia preceduta da una analisi costi-benefici al fine di valutarne la complessiva sostenibilità economica, ambientale e sociale;
- b) limitare la copertura dei ricavi al periodo di avviamento tecnico e commerciale dell'infrastruttura, consentendo la creazione di condizioni iniziali favorevoli per lo sviluppo di tali nuovi investimenti in un settore ancora non maturo e, al contempo, favorendo la realizzazione di infrastrutture che riescano ad assicurare, nel medio-lungo periodo, l'equilibrio economico-finanziario della gestione senza ricorrere alla socializzazione dei relativi costi; si ritiene pertanto che, in base alle considerazioni sopra esposte, possa

essere opportuno che il meccanismo di copertura dei ricavi abbia una durata compresa tra 3 e 5 anni, al fine di consentire a tali infrastrutture di disporre di un adeguato intervallo temporale per la commercializzazione dei loro servizi.

Sharing dei ricavi derivanti dai servizi SSLNG

- 27.4 Al fine di prevedere la copertura dei costi comuni all'attività di rigassificazione e ai servizi SSLNG, l'Autorità con la deliberazione 168/2019/R/GAS ha previsto che siano attribuiti ai servizi SSLNG esclusivamente i costi (di capitale e operativi) incrementali direttamente riconducibili a tali servizi, e che:
- a) nel caso di capacità dedicata ai servizi SSLNG, una quota parte dei ricavi derivanti dalla fornitura dei servizi SSLNG concorra a ridurre il ricavo riconosciuto per il servizio di rigassificazione;
 - b) in caso di capacità concorrente con la capacità di rigassificazione, gli utenti dei servizi SSLNG, per la consegna del Gnl al terminale, sostengano il corrispettivo risultante in esito alle procedure concorsuali per l'accesso all'infrastruttura di cui al TIRG.
- 27.5 Al fine di individuare lo *sharing* dei ricavi nei casi di cui al precedente punto, l'articolo 4, comma 4, lettera a), della deliberazione 168/2019/R/GAS prevede in termini generali che, caso per caso, si tenga conto:
- a) della quota parte del costo riconosciuto per il servizio di rigassificazione riconducibile alle infrastrutture condivise, determinata sulla base dei criteri di cui alla RTRG e sulla base di quanto risultante dai bilanci separati della società (redatti in coerenza con quanto previsto ai sensi dell'articolo 2 della medesima deliberazione);
 - b) del gettito potenzialmente conseguibile attraverso l'erogazione dei servizi SSLNG.
- 27.6 Stante quanto sopra, si ritiene opportuno prevedere che la percentuale di *sharing* dei ricavi derivanti dai servizi SSLNG da retrocedere al servizio di rigassificazione per la copertura dei servizi comuni sia determinata secondo un principio di coerenza con i costi dei servizi, sulla base del rapporto tra i costi attribuiti al comparto "*ricezione e stoccaggio del gas naturale liquefatto per i servizi di Small Scale LNG*" e i costi complessivi riconducibili ai servizi SSLNG. In ogni caso, si ritiene che il gettito da retrocedere al servizio di rigassificazione non possa eccedere il costo riconosciuto riconducibile ai costi comuni attribuiti ai servizi SSLNG, in modo che eventuali margini che l'impresa ottiene tramite l'erogazione di tali servizi a mercato non vengano socializzati; di conseguenza, l'importo da retrocedere sarà il valore massimo tra l'ammontare derivante dall'applicazione della suddetta percentuale e il valore del costo riconosciuto riconducibile ai costi comuni attribuiti ai servizi SSLNG.
- 27.7 Il gettito risultante ai sensi del precedente punto, che dovrà trovare esplicitazione nell'ambito dell'attestazione dei ricavi relativi ad un anno t , è portato in riduzione dei ricavi di riferimento per il servizio di rigassificazione relativi all'anno $t+2$.

- 27.8 Si evidenzia infine che, al fine di garantire parità di trattamento tra infrastrutture esistenti e nuove infrastrutture (siano esse terminali di rigassificazione o depositi di stoccaggio e rigassificazione del Gnl), il suddetto criterio di copertura dei costi comuni ai servizi di rigassificazione e SSLNG riconducibili ai servizi SSLNG rileva anche nel caso di nuove infrastrutture per le quali sarebbe operabile una ripartizione dei costi tra servizio di rigassificazione e servizi liberi senza ricorso al criterio dei costi incrementali. Anche con riferimento alle nuove infrastrutture è popolabile il comparto “ricezione e stoccaggio del gas naturale liquefatto per i servizi di Small Scale LNG” nell’ambito della rigassificazione, che individua la quota parte di costi infrastrutturali per la ricezione del Gnl destinato ai servizi SSLNG che viene riconosciuta tra i ricavi di rigassificazione ma che deve trovare copertura attraverso una quota parte del gettito conseguito dall’erogazione dei servizi SSLNG.

S 17. Osservazioni in merito al completamento del quadro regolatorio in materia di depositi di stoccaggio e rigassificazione di Gnl.

28 Modalità di approvazione delle proposte tariffarie e obblighi informativi

Modalità di approvazione delle proposte tariffarie

- 28.1 L’Autorità intende mantenere sostanzialmente invariate le modalità e le tempistiche per la presentazione da parte delle imprese di rigassificazione delle proposte tariffarie, e per la relativa approvazione da parte dell’Autorità. In particolare, le imprese continuerebbero a presentare, nella prima metà di ogni anno, le proposte tariffarie per l’anno successivo che includono l’ammontare dei ricavi di riferimento e dei ricavi a copertura dei costi di ripristino, la capacità tecnica del terminale, i corrispettivi *Cqs* e *Crs*, le informazioni rilevanti ai fini della determinazione dei quantitativi a copertura degli autoconsumi e delle perdite del terminale, nonché eventuali proposte di approvazione di corrispettivi per ulteriori servizi.
- 28.2 Nell’ottica di razionalizzazione dei procedimenti di approvazione tariffaria dei servizi regolati del settore del gas naturale, rispetto alle attuali tempistiche l’Autorità intende posticipare di un mese il termine per la presentazione delle proposte tariffarie, fissandolo al 31 maggio di ciascun anno, evitando sovrapposizioni tra i procedimenti e garantendo comunque certezza agli utenti con riferimento alle procedure di conferimento della capacità di rigassificazione.
- 28.3 Le proposte si intendono approvate qualora l’Autorità non si pronunci in senso contrario entro sessanta giorni dal loro ricevimento. Tale termine si intende sospeso qualora gli Uffici dell’Autorità richiedano ulteriori approfondimenti in merito alle proposte tariffarie.

Obblighi informativi

- 28.4 L'Autorità intende mantenere sostanzialmente invariati (salvo quanto già segnalato al punto 19.4) gli obblighi informativi in capo alle imprese di rigassificazione già previsti dalla vigente regolazione. In particolare, l'Autorità propone che, contestualmente alla presentazione della proposta tariffaria, le imprese rendano disponibile:
- a) la modulistica relativa agli investimenti e alle dismissioni programmate per i quattro anni successivi;
 - b) per le imprese di rigassificazione che erogano il servizio mediante terminali *offshore*, un rapporto sulle condizioni operative di esercizio del terminale, nonché sulle condizioni meteorologiche rilevate sul sito del terminale di rigassificazione;
 - c) la modulistica relativa all'attestazione e verifica dei ricavi di riferimento, riportante i ricavi effettivamente conseguiti nell'anno precedente.
- 28.5 In virtù di quanto prospettato al precedente punto 28.2 sulle tempistiche di presentazione delle proposte tariffarie, e ritenendo opportuno mantenere un allineamento temporale tra la presentazione di queste ultime e l'adempimento agli obblighi informativi sopra descritti, l'Autorità ritiene che anche il termine per la presentazione delle informazioni di cui al precedente punto sia modificato al 31 maggio di ciascun anno (a partire dal 2020 per le proposte tariffarie del 2021).
- 28.6 Quanto sopra proposto indurrebbe anche a un potenziale posticipo, rispetto alle tempistiche attuali, della valutazione delle richieste di nulla osta alla liquidazione delle spettanze del fattore di copertura dei ricavi di cui al precedente capitolo 24. L'Autorità ritiene comunque che, in un'ottica di semplificazione amministrativa, tale nulla osta potrebbe essere rilasciato con la medesima deliberazione di conclusione del procedimento di approvazione delle tariffe di rigassificazione anziché con specifica determinazione della Direzione responsabile.

S 18. Osservazioni in merito al procedimento di approvazione delle proposte tariffarie e agli obblighi informativi.

APPENDICE I – QUADRO REGOLATORIO VIGENTE IN MATERIA DI ACCESSO AL SERVIZIO DI RIGASSIFICAZIONE

Il quadro regolatorio in materia di accesso al servizio di rigassificazione

Con la deliberazione 660/2017/R/GAS, l’Autorità ha provveduto, nell’ambito di un più ampio riordino delle disposizioni in materia di accesso al servizio di rigassificazione, all’adozione del testo integrato sulle garanzie di libero accesso al servizio di rigassificazione del gas naturale liquefatto (TIRG) con decorrenza 1 ottobre 2017, con il quale sono stati introdotti, a partire dall’anno termico 2018-2019, meccanismi di mercato basati su procedure ad asta per il conferimento agli utenti della capacità di rigassificazione, superando le precedenti logiche di allocazione basate su criteri di priorità nell’accesso. L’introduzione mira a favorire un maggiore utilizzo degli impianti di rigassificazione, una riduzione dei costi sostenuti dal sistema per il finanziamento del fattore di copertura dei ricavi, nonché una maggiore disponibilità di gas naturale e una conseguente diversificazione degli approvvigionamenti.

Gli articoli 5 e 6 del TIRG disciplinano le modalità con cui si svolgono le procedure di conferimento della capacità disponibile per il servizio di rigassificazione continuativo rispettivamente per periodi pari o superiori all’anno termico e per allocazioni in corso di anno termico.

In relazione alla gestione delle suddette procedure di conferimento della capacità, il comma 5.11 del TIRG prevede che le imprese di rigassificazione possano accedere ai servizi offerti dal Gestore dei Mercati Energetici (GME) e che il GME definisca, con il supporto delle imprese di rigassificazione, una proposta di gestione di tali servizi da sottoporre all’approvazione dell’Autorità. Con la deliberazione 1 marzo 2018, 111/2018/R/GAS l’Autorità ha approvato il regolamento della piattaforma di assegnazione della capacità di rigassificazione (PAR) messa a disposizione delle imprese di rigassificazione dal GME in linea con le previsioni del sopra richiamato comma 5.11 del TIRG.

Il comma 7.1 del TIRG ha stabilito che i prezzi di riserva, intesi quale valore minimo per il quale sussiste la disponibilità a conferire la capacità di rigassificazione nell’ambito delle procedure concorsuali, siano definiti:

- a) dall’Autorità nei casi in cui il fattore di copertura dei ricavi (FC_t^L), di cui all’articolo 19 della RTRG, calcolato al momento della procedura concorsuale con riferimento all’anno t cui si riferisce l’offerta di capacità sulla base dei ricavi derivanti dal conferimento di capacità già allocata per l’anno t , sia maggiore di zero;
- b) dall’impresa di rigassificazione nei casi in cui il fattore di copertura dei ricavi (FC_t^L), come sopra calcolato, risulti nullo;
- c) dall’utente della capacità non oggetto di esenzione dalla disciplina che prevede l’accesso ai terzi che rende tale capacità nuovamente disponibile per il conferimento.

Il comma 7.4 del TIRG ha inoltre previsto che l’Autorità, nella definizione dei prezzi di riserva, tenga conto:

- a) dell’estensione temporale del conferimento;
- b) delle grandezze tariffarie, in particolare del corrispettivo unitario di impegno associato ai quantitativi contrattuali di Gnl di cui all’articolo 7 della RTRG;
- c) dei prezzi del gas e del Gnl;
- d) dei costi del servizio di rigassificazione in altri terminali europei;
- e) dei costi a carico dell’utente relativi all’applicazione delle componenti tariffarie variabili e fisse associate ai servizi di rigassificazione e trasporto;
- f) della possibilità di offrire la medesima capacità in aste successive in caso di mancato conferimento.

Con deliberazione del 26 marzo 2018, 186/2018/R/GAS, l’Autorità ha definito i parametri per il calcolo del prezzo di riserva per le procedure di conferimento delle capacità di rigassificazione, in linea con le disposizioni di cui ai commi 7.1 e 7.4 del TIRG, successivamente modificati con la deliberazione 1 giugno 2018, 308/2018/R/GAS sulla base delle informazioni acquisite nell’ambito delle prime procedure di conferimento.

Ulteriori disposizioni in materia di accesso

Le procedure concorsuali di cui al TIRG si applicano alla capacità di rigassificazione disponibile intesa come capacità di rigassificazione non conferita.

Con particolare riferimento alla capacità del terminale di rigassificazione *offshore* di Rovigo non soggetta al regime di esenzione (si ricorda che la capacità in regime di esenzione è pari all’80% della capacità complessiva), trovano applicazione le disposizioni generali di cui all’articolo 1, comma 20, del decreto legislativo 239/04, nonché le disposizioni specifiche di cui al decreto MAP 28 aprile 2006 attuato con deliberazione dell’Autorità 168/06, che prevedono condizioni economiche di accesso alla capacità di rigassificazione sulla base di corrispettivi regolati per i conferimenti annuali e pluriennali; la capacità non soggetta ad esenzione e non conferita su base annuale e pluriennale è invece disponibile per il conferimento mediante procedure concorsuali ai sensi del TIRG.

Servizi di flessibilità

Con la deliberazione 7 novembre 2013, 502/2013/R/GAS, l’Autorità ha avviato una fase di sperimentazione per la definizione delle modalità di offerta e gestione di servizi di flessibilità da parte delle imprese di rigassificazione. Valutati positivamente i risultati ottenuti nel predetto periodo di sperimentazione, l’Autorità ha integrato nel TIRG le disposizioni relative ai di servizi di flessibilità dando alla materia un ordinamento stabile.

In particolare, il comma 12.1 del TIRG prevede che le imprese di rigassificazione possano offrire servizi per la flessibilità che consentono ai propri utenti di:

- a) modificare su richiesta il proprio programma di rigassificazione con tempistiche che siano compatibili con le negoziazioni nell’ambito dei mercati del gas;

- b) mantenere il Gnl precedentemente consegnato negli stoccaggi del terminale.

Il comma 12.2 del TIRG dispone che i servizi per la flessibilità siano offerti sulla base di corrispettivi definiti su proposta delle imprese di rigassificazione e approvati dall'Autorità, tenendo conto della stima dei costi incrementali associati alla disponibilità e all'erogazione del servizio, nonché del costo della capacità di rigassificazione e della connessa capacità di trasporto la cui disponibilità o mancato utilizzo consente l'offerta e l'erogazione del servizio.

Il comma 12.3 del TIRG prevede che i ricavi derivanti dall'applicazione dei corrispettivi per il servizio di flessibilità siano destinati:

- a) alla copertura dei costi incrementali, sino al raggiungimento di un importo massimo il cui valore è proposto dall'impresa di rigassificazione e approvato dall'Autorità;
- b) alla copertura dei ricavi riconosciuti per il servizio di rigassificazione relativi alle capacità non conferite, per la quota eccedente l'importo di cui al precedente punto a), lasciando di fatto all'impresa la possibilità di trattenere interamente, fino a concorrenza dei ricavi riconosciuti, il gettito derivante dall'erogazione di tali servizi;
- c) per la quota eccedente gli importi di cui ai precedenti punti a) e b), agli utenti del servizio di rigassificazione *pro quota* in base alla capacità di rigassificazione loro conferita e non utilizzata.

I commi 12.4 e 12.5 del TIRG prevedono in capo alle imprese di rigassificazione che offrono i servizi di flessibilità obblighi informativi nei confronti dell'Autorità in materia di stima degli eventuali costi incrementali da sostenere ai fini dell'offerta del servizio di flessibilità e una rendicontazione dei costi incrementali sostenuti per l'offerta del servizio, nonché delle prestazioni di flessibilità offerte e utilizzate dagli utenti e dei relativi ricavi.

Servizio di peak shaving

Con decreto 18 ottobre 2017, il Ministro dello Sviluppo Economico ha aggiornato il piano di emergenza, di cui all'Allegato 2, del decreto 19 aprile 2013, nel quale sono confermate tra le misure attivabili in condizioni di emergenza anche le disposizioni già adottate nei precedenti anni termici in materia di utilizzo di stoccaggi con funzioni di *peak shaving* tramite terminali di rigassificazione parzialmente utilizzati o serbatoi di Gnl preposti a tal fine.

Il decreto del Ministro dello sviluppo economico 19 aprile 2013 ha definito i termini e le condizioni per il servizio di *peak shaving*, prevedendo in particolare che:

- a) le imprese di rigassificazione che intendono fornire il servizio procedano all'effettuazione di una procedura ad evidenza pubblica per la selezione dei soggetti che si impegnano a fornire una o più navi di Gnl in tempo utile per l'eventuale attivazione nel periodo gennaio – marzo, e ai quali i volumi di gas forniti siano riconsegnati al PSV dall'1 aprile;

- b) il servizio sia aggiudicato (i) direttamente in base all'offerta economica presentata dai predetti soggetti, al netto degli oneri di rigassificazione, purché l'offerta sia inferiore ad un valore stabilito dal Ministero su proposta dell'Autorità formulata con riferimento ai costi del servizio e (ii) su conferma del Ministero ove l'offerta sia superiore a tale valore ma inferiore a un secondo valore anch'esso stabilito dal Ministero (articolo 1, comma 1, lettera c));
- c) le imprese di rigassificazione indichino le necessarie modifiche al codice di rigassificazione per rendere possibile il servizio di *peak shaving* e le trasmettano all'Autorità;
- d) in caso di attuazione del servizio di *peak shaving*, il gas naturale rigassificato, oggetto del servizio, sia ceduto dal soggetto selezionato al responsabile del bilanciamento ad un valore di riferimento definito dall'Autorità e restituito dal responsabile del bilanciamento al soggetto selezionato nel mese di aprile al medesimo valore (articolo 1, comma 1, lettera h)).

L'articolo 2, comma 1, del decreto 19 aprile 2013, dispone che gli oneri del servizio di *peak shaving*, ivi inclusi tutti gli oneri documentati e ammessi dall'Autorità sostenuti dal responsabile del bilanciamento e dalle imprese di rigassificazione, siano posti a carico del sistema nazionale del gas naturale secondo modalità stabilite dall'Autorità.

L'Autorità, in linea con le previsioni del decreto 19 aprile 2013, ha definito gli aspetti di propria competenza ai fini della gestione del servizio di *peak shaving* a partire dall'anno termico 2013/2014 e da ultimo con la deliberazione 27 settembre 2018, 484/2018/R/GAS per l'anno termico 2017/2018.

APPENDICE II – QUADRO REGOLATORIO VIGENTE IN MATERIA DI DEPOSITI DI GNL E DI SERVIZI SSLNG

Quadro regolatorio vigente in materia di depositi di Gnl e servizi Small Scale LNG (SSLNG)

Con la deliberazione 168/2019/R/GAS, l’Autorità ha definito i criteri di regolazione delle condizioni, anche economiche, di accesso e di erogazione dei servizi offerti mediante depositi di stoccaggio di Gnl, nonché le disposizioni in materia di separazione contabile per i servizi SSLNG, in applicazione delle previsioni normative di cui agli articoli 9 e 10 del decreto legislativo 257/16.

L’Autorità ha in particolare ricondotto nell’ambito di applicazione delle proprie funzioni di regolazione i terminali di rigassificazione che offrono anche servizi SSLNG e i depositi di stoccaggio del Gnl considerati strategici (ai sensi dell’articolo 9 del decreto legislativo 257/16) e dotati di impianti funzionali al processo di rigassificazione che consentono l’immissione di gas naturale nella rete di trasporto.

Con riferimento alla regolazione della separazione contabile dei servizi SSLNG, l’Autorità ha considerato nell’ambito dell’attività di rigassificazione di cui al comma 4.14 del TIUC anche i servizi di rigassificazione erogati dai depositi di Gnl, prevedendo l’introduzione di un nuovo comparto cui attribuire i relativi costi; è stato inoltre introdotto, sempre all’interno dell’attività di rigassificazione, un nuovo comparto cui attribuire la quota dei costi d’investimento e di esercizio comuni tra l’attività di rigassificazione e i servizi SSLNG riconducibile a questi ultimi. L’Autorità ha infine previsto che i servizi SSLNG, svolti in regime di libera concorrenza, siano considerati tra le “attività diverse” di cui al comma 4.29 del TIUC.

Con riferimento alla regolazione dell’accesso, l’Autorità ha previsto l’estensione delle disposizioni di cui al TIRG anche al servizio di rigassificazione erogato dai depositi di stoccaggio e rigassificazione del Gnl. L’Autorità ha inoltre previsto che:

- a) nel caso di capacità dedicata ai servizi SSLNG, aggiuntiva rispetto a quella di rigassificazione, l’accesso ai servizi SSLNG avvenga sulla base di procedure definite in autonomia dal gestore dell’infrastruttura;
- b) nel caso di servizi SSLNG che impegnino parte della capacità di rigassificazione (capacità concorrente), gli utenti dei servizi SSLNG partecipino, per la consegna del Gnl al terminale, alle procedure di conferimento definite dall’Autorità ai sensi del TIRG.

Anche con riferimento ai criteri di regolazione tariffaria, l’Autorità ha esteso l’applicazione dei criteri vigenti per i terminali di rigassificazione di cui alla RTRG ai depositi di stoccaggio e rigassificazione del Gnl, per i quali i servizi SSLNG si configurano come servizi aggiuntivi rispetto a quello di rigassificazione del Gnl.

Al fine di prevedere la copertura dei costi comuni all’attività di rigassificazione e ai servizi SSLNG, l’Autorità ha previsto che siano attribuiti ai servizi SSLNG

esclusivamente i costi (di capitale e operativi) incrementali direttamente riconducibili a tali servizi, e che:

- a) nel caso di capacità dedicata ai servizi SSLNG, una quota parte dei ricavi derivanti dalla fornitura dei servizi SSLNG concorra a ridurre il ricavo riconosciuto per il servizio di rigassificazione;
- b) in caso di capacità concorrente con la capacità di rigassificazione, gli utenti dei servizi SSNLG, per la consegna del Gnl al terminale, sostengano il corrispettivo risultante in esito alle procedure concorsuali per l'accesso all'infrastruttura di cui al TIRG.

L'Autorità ha inoltre previsto l'introduzione di uno specifico meccanismo di copertura dei ricavi che consenta al gestore del deposito di Gnl rientrando nell'ambito di applicazione delle funzioni di regolazione dell'Autorità, con riferimento alla sola capacità resa disponibile ai fini del servizio di rigassificazione, di coprire parzialmente i costi riconosciuti limitatamente al solo periodo di avviamento dell'attività, e comunque in misura non superiore al livello di garanzia previsto per i terminali di rigassificazione esistenti.