



OSSERVAZIONI AL DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE n° 288/2019/R/GAS

CRITERI DI REGOLAZIONE TARIFFARIA E DELLA QUALITÀ DEL
SERVIZIO DI STOCCAGGIO DEL GAS NATURALE PER IL QUINTO
PERIODO DI REGOLAZIONE (5PRS)

5 agosto 2019

INDICE

1.	CONSIDERAZIONI GENERALI	2
2.	ORIENTAMENTI IN MATERIA DI CRITERI GENERALI E DURATA DEL PERIODO DI REGOLAZIONE.....	7
3.	ORIENTAMENTI IN MATERIA DI CRITERI DI REGOLAZIONE TARIFFARIA.....	8
4.	ORIENTAMENTI IN MATERIA DI CRITERI DI REGOLAZIONE DELLA QUALITÀ.....	16

1. CONSIDERAZIONI GENERALI

Lo stoccaggio di gas naturale costituisce un pilastro essenziale per il sistema energetico italiano nella prospettiva di garantire a famiglie ed imprese forniture sicure, affidabili e a basso costo. Le infrastrutture di stoccaggio assolvono infatti una molteplicità di ruoli e sono in grado di generare un significativo valore per il sistema gas italiano sotto diverse forme:

- **Sicurezza delle forniture:** Consentono di garantire la continuità della fornitura del mercato in situazioni di minor disponibilità della commodity che potrebbero verificarsi per motivi di natura geopolitica, indisponibilità delle infrastrutture di importazione e condizioni climatiche particolarmente rigide;
- **Modulazione dei consumi:** Permettono di far fronte a differenze tra fornitura e domanda legate alla stagionalità dei consumi grazie alla possibilità di immagazzinare gas in estate, nei periodi di domanda meno elevata, e prelevare in inverno, quando la domanda del mercato risulta più elevata;
- **Bilanciamento della rete:** Rappresentano, in particolare per il sistema italiano, il principale strumento per far fronte a variazioni giornaliere e infra-giornaliere nella domanda di gas, garantendo in tal modo il continuo bilanciamento del sistema;
- **Ottimizzazione delle infrastrutture:** Supportano un'efficiente pianificazione delle infrastrutture, consentendo di ottimizzare il dimensionamento delle reti di trasporto, grazie al contributo nella copertura dei picchi di consumo;
- **Stabilità dei prezzi:** Permettono di limitare picchi e volatilità nel prezzo del gas, grazie alla disponibilità della commodity in prossimità dei centri di consumo in grado di far fronte a fabbisogni improvvisi;

Oltre ai benefici sopra riportati, le infrastrutture di stoccaggio potranno generare ulteriori externalità positive nel **processo di transizione energetica** sia nel medio termine (2030) che lungo termine (2050 e oltre), in un'ottica di sempre maggiore *sector coupling* fra le diverse fonti. Nel medio termine gli stoccaggi gas saranno infatti in grado di supportare l'integrazione nel sistema energetico di fonti rinnovabili non programmabili, grazie alla flessibilità e stagionalità che sono in grado di garantire per la generazione termoelettrica. Nel lungo termine, la disponibilità di stoccaggi consentirà l'immagazzinamento di energia al 100% rinnovabile (quale biometano, gas sintetici e idrogeno), aumentando nel contempo la capacità di modulare le produzioni da fonti rinnovabili non programmabili (grazie a tecnologie quali il *power-to-gas*) la cui produzione in eccesso andrebbe altrimenti persa. Le infrastrutture di stoccaggio del gas vanno quindi considerate non solo come un fattore abilitante, ma anche un motore della trasformazione verso un sistema energetico *green*.

Vengono, di seguito, richiamati gli orientamenti della scrivente Società in merito alle tematiche ritenute di maggior impatto nella definizione dei criteri di regolazione, rimandando alle successive sezioni del documento per un'analisi puntuale delle osservazioni e dei suggerimenti relativi a ciascun punto di discussione.

Si ritiene condivisibile l'orientamento dell'Autorità di estendere la **durata del periodo regolatorio** al fine di consentire una più ampia stabilità del quadro regolatorio e nell'ottica di tutelare l'equilibrio economico-finanziario degli operatori infrastrutturali. Fra le due ipotesi individuate dall'Autorità si ritiene preferibile una durata di 6 anni, sia per la maggiore visibilità apportata dai due anni aggiuntivi rispetto all'attuale periodo che per la possibilità di effettuare una revisione infra-periodo del livello dei costi operativi.

Con riferimento ai criteri di **remunerazione del capitale investito netto**, non si ritiene condivisibile la proposta dell'Autorità di non prevedere alcuna remunerazione per i lavori in corso (LIC). I principi illustrati nei paragrafi da 8.7 a 8.9 del documento di consultazione 347/2018/gas relativi al trattamento delle immobilizzazioni in corso per il 5° periodo regolatorio del trasporto gas si ritiene possano essere estesi anche al servizio di stoccaggio: l'Autorità rilevava, infatti, un andamento tendenzialmente decrescente dello *stock* di lavori in corso nel settore del trasporto gas, non ravvisando criticità in merito al rischio di non fornire alle imprese regolate adeguati incentivi verso la tempestiva realizzazione e messa in esercizio degli investimenti. Allo stesso modo, come si può evincere dai dati forniti nella risposta allo spunto di consultazione S3, anche i lavori in corso della scrivente Società sono diminuiti considerevolmente nel corso del 4° periodo di regolazione attestandosi su un livello fisiologico. Si ritiene pertanto che anche per l'attività di stoccaggio i lavori in corso debbano essere inclusi nella RAB e remunerati in misura pari al costo opportunità del capitale, ovvero al WACC, eventualmente assumendo un rapporto D/E pari a 4 in analogia a quanto previsto per il servizio di trasporto. In tale modo si garantirebbe la copertura dei costi sostenuti dall'operatore per l'investimento, incentivando al contempo una rapida entrata in esercizio al fine di beneficiare del tasso di remunerazione base e della quota di ammortamento dell'asset.

Con riferimento al **parametro β^{asset}** , si ritiene che nella determinazione di tale valore debba essere adeguatamente riflessa la rischiosità del settore gas nonché il rischio specifico dell'attività di stoccaggio. Lo stoccaggio è infatti un'attività caratterizzata da maggiori elementi di rischio rispetto agli altri servizi regolati della filiera gas, in particolare il rischio di mancato recupero del *cushion gas* una volta terminata la concessione nonché il rischio prezzo della *commodity* a seguito della sua eventuale estrazione e vendita, il rischio minerario, la sostituibilità dello stoccaggio con altri strumenti di flessibilità, i maggiori tempi medi di ammortamento del capitale investito nei campi di stoccaggio e il rischio del rinnovo delle concessioni caratterizzate da una durata inferiore al tempo medio di recupero degli investimenti derivante dal sistema

tariffario. A livello generale, il ruolo che il gas naturale ricoprirà in un orizzonte temporale di lungo periodo, sul quale la visibilità è molto ridotta, rappresenta un elemento di rischio che dovrebbe essere tenuto in massima considerazione. Oltre a tale aspetto, se ne aggiungono altri di natura più *country-specific* legati alle realtà in cui la società si trova ad operare. In primo luogo le complessità autorizzative e realizzative connesse all'esecuzione di progetti sul sottosuolo del territorio italiano che determinano incertezze oltre che in termini di tempi e costi anche in riferimento alla loro effettiva implementazione, con particolare riferimento a progetti rilevanti e già per loro natura complessi. A questi si aggiungono inoltre ulteriori rischi legati alla necessità di interventi di manutenzione, sostituzione e ripristino connessi ai rischi di natura ambientale ed idrogeologica particolarmente rilevanti sul territorio italiano rispetto ad altre realtà europee, oltre che alla continua antropizzazione del territorio.

Sulla base di tali considerazioni, si ritiene che il valore del β^{asset} del servizio di stoccaggio dovrebbe essere non inferiore a 0,535, determinato applicando il differenziale proposto dall'Autorità di +0,142 al valore medio europeo riconosciuto al servizio di trasporto almeno pari a 0,393, come desunto dall'analisi di *benchmarking* riportata nella risposta di Snam Rete Gas al documento di consultazione 512/2018/R/gas.

Relativamente alla determinazione dei **costi operativi** riconosciuti, si ritiene condivisibile la scelta di prendere in considerazione i costi effettivi dell'anno 2018, in quanto anno più recente per il quale esistono dati consuntivi. Si segnala, tuttavia, che in merito ai costi relativi ai monitoraggi microsismici, sarà necessario adeguarne il livello riconosciuto in corso di periodo regolatorio, in quanto il completamento dell'attività di installazione dei sensori è previsto per l'anno 2023, a causa di fattori esogeni al controllo della scrivente Società (in particolare, si segnala la difficoltà ad entrare in possesso delle aree di proprietà di terzi su cui installare i sensori). Inoltre, è opinione della scrivente che il riconoscimento tariffario dei costi operativi relativi ai nuovi siti di stoccaggio debba prevedere un periodo più lungo dei 2 anni attualmente previsti per pervenire al livello "a regime": è infatti comune che i costi di manutenzione sorgano solo dopo alcuni anni dall'entrata in esercizio del sito, a causa della limitata usura dei nuovi macchinari nei primi anni successivi all'installazione.

In merito al calcolo delle maggiori efficienze realizzate nel corso del 4PRS (*PS3_{4PRS}*), si ritiene che per effettuare una rappresentazione corretta sia necessario scomputare i costi emergenti riconosciuti nel corso dell'attuale periodo regolatorio, in considerazione del fatto che il confronto fra il costo riconosciuto e il costo effettivo è distorto dal ritardo di due anni con cui tali costi sono riconosciuti nei ricavi, influenzando il valore del *Profit Sharing* realizzato (si veda la risposta al quesito S6 per maggiori dettagli).

In merito ai **criteri di incentivazione**, si ritiene corretto continuare a riconoscere la quota di ricavo riconducibile alla remunerazione addizionale per gli investimenti incentivati entrati in esercizio nei precedenti periodi di regolazione, al fine di garantire il livello di remunerazione

degli investimenti a suo tempo definito fino all'esaurimento delle quote annuali previste dal meccanismo incentivante. Inoltre, considerato il ruolo sempre più importante che avrà lo stoccaggio nel fornire flessibilità al sistema gas (e in una prospettiva di *sector coupling* anche al sistema elettrico), si ritiene necessario prevedere una progressiva introduzione di incentivi *output-based* nel corso del 5° periodo di regolazione che possano stimolare le imprese di stoccaggio ad ampliare il più possibile l'offerta di flessibilità al sistema.

Si ritiene condivisibile la modalità di riconoscimento dei costi relativi al **sistema di Emission Trading** (ETS), anche in ragione delle limitate possibilità di controllo ed efficientamento da parte delle imprese di stoccaggio. Riguardo alle modalità di copertura di tali costi si auspica l'adozione di un meccanismo analogo a quanto previsto per il servizio di trasporto dalla delibera 114/2019/R/gas, ovvero che consideri tali costi come parte dei ricavi di riferimento e garantisca la neutralità dell'impresa rispetto al rischio di prezzo associato all'acquisto dei titoli, alla variazione del volume del driver di riferimento nonché alla variazione annuale delle quote a titolo gratuito assegnate ad ogni operatore.

Relativamente al **fattore di copertura dei ricavi**, si condivide la proposta di superare l'applicazione del coefficiente α attualmente previsto, che limita all'80% la quota di costi operativi riconosciuti soggetti a copertura dei ricavi, e di portare pertanto il livello di garanzia al 100% dei ricavi riconosciuti. Infatti, come rilevato dalla stessa Autorità, i costi operativi riconosciuti delle imprese di stoccaggio sono quasi interamente di natura fissa (considerato che i costi relativi ai consumi tecnici sono riconosciuti direttamente dagli utenti e non fanno parte dei ricavi di riferimento) e non è pertanto ragionevole mantenere un'alea dipendente in larga parte da fattori esogeni al controllo dell'operatore (richiesta del mercato dei prodotti di stoccaggio e volumi importati ai fini dell'applicazione del corrispettivo per lo stoccaggio strategico).

Riguardo al **meccanismo facoltativo** proposto che prevede la possibilità di ridurre la quota di ricavo riconosciuta soggetta a fattore di copertura a fronte di un rafforzamento dei meccanismi di incentivazione di cui al RAST, si ritiene che possa essere un'opzione potenzialmente efficace per stimolare gli operatori a massimizzare le risorse di stoccaggio disponibili per la fornitura di servizi di flessibilità e di breve termine, a condizione che la scelta se aderire o meno possa essere compiuta di anno in anno, in modo da permettere le adeguate valutazioni sul valore di mercato di tali servizi. Si rileva come il livello di *Profit Sharing* e la percentuale di riduzione della garanzia debbano essere attentamente dimensionati, anche in considerazione delle condizioni di mercato, al fine di fornire agli operatori un adeguato incentivo a partecipare al meccanismo.

Riguardo alla proposta di introdurre un meccanismo di **monitoraggio delle prestazioni** di stoccaggio attese, si ritiene che tale meccanismo non debba riguardare le prestazioni tecniche

del Sistema Stoccaggio che, per loro natura, sono rappresentative delle prestazioni massime stimate in condizioni ideali, non assimilabili al normale esercizio dei campi di stoccaggio, e pertanto non rappresentative delle effettive prestazioni rese disponibili agli utenti del servizio di stoccaggio. Pertanto, si ritiene che un eventuale meccanismo di monitoraggio debba riguardare esclusivamente l'andamento delle capacità contrattuali nel tempo, con particolare riferimento alle capacità contrattuali relative ai Servizi di Stoccaggio offerti su base stagionale ad inizio Anno Termico; eventuali ulteriori flessibilità rese disponibili nel corso dell'Anno Termico sono infatti difficilmente confrontabili in quanto strettamente dipendenti dalle specificità e dalle dinamiche delle singole campagne di erogazione ovvero iniezione riconducibili per esempio a differenze climatiche, scelte commerciali da parte degli *shipper* o dell'operatore di Stoccaggio nell'ambito della massimizzazione del valore dei servizi di breve termine. Ai fini dell'applicazione dell'eventuale meccanismo di monitoraggio, in particolare per il confronto tra le prestazioni contrattuali attese e quelle effettivamente rese disponibili agli utenti, devono altresì essere considerate le variabili che influenzano l'offerta di capacità di stoccaggio e che non rientrano nel perimetro di controllo dell'impresa di stoccaggio. Inoltre, devono essere adeguatamente tenute in considerazione le normali dinamiche di invecchiamento degli *asset* che influenzano l'andamento delle prestazioni nel tempo.

2. ORIENTAMENTI IN MATERIA DI CRITERI GENERALI E DURATA DEL PERIODO DI REGOLAZIONE

S 1. Osservazioni in merito ai criteri generali per il SPRS.

L'orientamento dell'Autorità di confermare per il quinto periodo regolatorio i principi generali per il riconoscimento dei costi di capitale e dei costi operativi sostenuti dalle imprese di stoccaggio si ritiene condivisibile, nell'ottica di tutelare l'equilibrio economico-finanziario degli operatori infrastrutturali, che come noto pianificano e finanziano i propri investimenti con un'ottica di lungo periodo e hanno quindi necessità di un quadro regolatorio e tariffario il più possibile stabile e prevedibile.

La proposta di introdurre alcuni elementi sperimentali nel corso del 5° periodo di regolazione, rinviando al successivo periodo una più ampia revisione dei principi regolatori, è condivisibile, in considerazione del necessario e ampio dibattito che cambiamenti strutturali di tale portata richiedono.

S 2. Osservazioni in merito alla durata del periodo di regolazione e alle alternative individuate dall'Autorità.

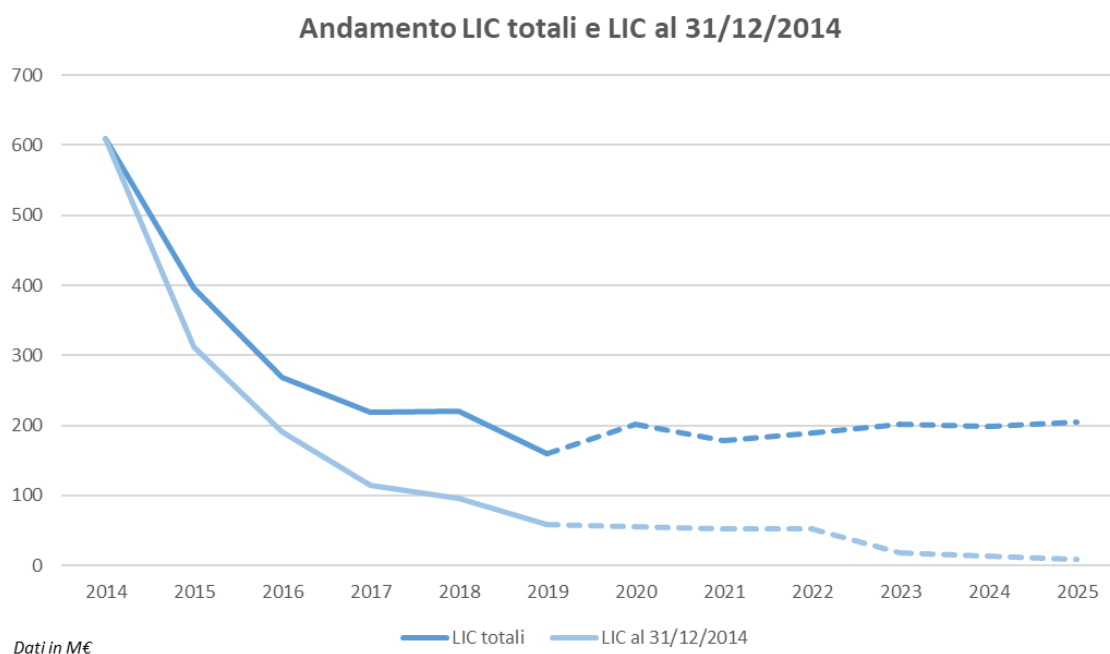
In merito alla durata del periodo regolatorio si ritiene condivisibile la proposta di estendere la durata del periodo regolatorio al fine di consentire una più ampia stabilità del quadro regolatorio e nell'ottica di tutelare l'equilibrio economico-finanziario degli operatori infrastrutturali. Fra le due ipotesi individuate dall'Autorità si ritiene preferibile una durata di 6 anni, sia per la maggiore visibilità apportata dai due anni aggiuntivi rispetto all'attuale periodo che per la possibilità di effettuare una revisione infra-periodo del livello dei costi operativi. Quest'ultimo aspetto si ritiene fondamentale per evitare che un eccessivo ritardo temporale rispetto ai costi operativi effettivi dell'anno di riferimento renda i costi operativi riconosciuti non più rappresentativi della reale struttura organizzativa ed economica dell'azienda. In tal senso, si ritiene opportuno prevedere che il *Profit Sharing* delle extra-efficienze realizzate nel 4° periodo di regolazione sia restituito nel corso dell'intero 5° periodo di regolazione, ovvero in 6 anni. In sede di ridefinizione dei costi operativi riconosciuti per il 2° triennio del periodo di regolazione si ritiene debba essere riconosciuto il *Profit Sharing* delle extra-efficienze realizzate nel 1° triennio, da restituire nel 2° triennio del nuovo periodo di regolazione.

3. ORIENTAMENTI IN MATERIA DI CRITERI DI REGOLAZIONE TARIFFARIA

S 3. Osservazioni in merito ai criteri di determinazione e aggiornamento del capitale investito riconosciuto.

Nonostante si ritenga condivisibile la conferma del criterio del costo storico rivalutato ai fini della determinazione del valore delle immobilizzazioni nette, non si ritiene opportuna l'esclusione delle immobilizzazioni in corso (LIC) dal capitale investito riconosciuto a fini regolatori (RAB). In particolare si ritiene che i principi illustrati nei paragrafi da 8.7 a 8.9 del documento di consultazione 347/2018/gas, relativi al trattamento delle immobilizzazioni in corso per il 5° periodo regolatorio del trasporto gas, debbano essere estesi anche al servizio di stoccaggio.

Nel citato documento l'Autorità rilevava nel settore del trasporto gas un andamento tendenzialmente decrescente dello *stock* di LIC degli ultimi anni, non ravvisando criticità in merito al rischio di non fornire alle imprese regolate adeguati incentivi verso la tempestiva realizzazione e messa in esercizio degli investimenti. Nei seguenti grafici è rappresentato l'andamento dello *stock* di lavori in corso di Stogit nel periodo 2014-2018 e una stima dell'evoluzione nell'arco del prossimo periodo regolatorio (con ipotesi di durata pari a 6 anni).



Come si può notare, i circa 600 milioni di euro di lavori in corso registrati al 31 dicembre 2014 risultano ad oggi in esercizio, a meno di una quota residua pari a circa 95 milioni di euro (15% del totale iniziale) che verrà capitalizzata nell'arco del prossimo periodo regolatorio. Si può

notare come il livello delle immobilizzazioni in corso si sia riposizionato su livelli fisiologici già nell'arco dei primi due anni del 4° periodo regolatorio. Anche considerando i lavori in corso complessivi (ovvero includendo anche quelli relativi ad investimenti a partire dal 2015), dai circa 600 milioni di euro iniziali il livello si è rapidamente stabilizzato intorno a un valore di circa 200 milioni di euro.

Si ritiene pertanto che anche per l'attività di stoccaggio i lavori in corso debbano essere inclusi nella RAB e remunerati in misura pari al costo opportunità del capitale, ovvero al WACC, eventualmente assumendo un rapporto D/E pari a 4 in analogia a quanto previsto per il servizio di trasporto. In tale modo si garantirebbe la copertura dei costi sostenuti dall'operatore per l'investimento, incentivando al contempo una rapida entrata in esercizio al fine di beneficiare del tasso di remunerazione base e della quota di ammortamento dell'*asset*. Si evidenzia che la proposta dell'Autorità di includere nel valore dei relativi incrementi patrimoniali riconosciuti gli eventuali oneri di finanziamento capitalizzati (IPCO) maturati nella fase antecedente l'esercizio commerciale, non consentirebbe la corretta remunerazione dell'investimento, in quanto il flusso di ricavi regolati, attualizzati al WACC, non sarebbe pari all'investimento effettuato.

Relativamente al lag regolatorio, si condivide la proposta di considerare ai fini della determinazione dei ricavi riconosciuti dell'anno t gli incrementi patrimoniali fino all'anno precedente ($t-1$), coerentemente con quanto disposto per il 4PRS.

Anche in merito all'ipotesi di semplificazione che evita la presentazione e l'approvazione di due diverse proposte tariffarie (pre-consuntivo e consuntivo), in favore di una componente di conguaglio relativi agli scostamenti, si esprime parere positivo, in quanto riduce l'onere amministrativo a carico di tutti i soggetti coinvolti.

Riguardo alla proposta di confermare la modalità di riconoscimento del capitale circolante netto tramite un valore parametrico pari allo 0,8% dell'attivo immobilizzato lordo, si ritiene che tale valore già oggi non risulti rappresentativo delle reali esigenze di finanziamento del ciclo operativo dell'impresa. I valori di capitale circolante osservati nel corso del 4° periodo di regolazione, compresi tra il 2,2% e il 3,2%, suggerirebbero al contrario la necessità di un incremento di tale valore, che potrebbe essere fissato pari al 2,5% dell'attivo immobilizzato lordo (pari alla media dei valori riscontrati nel periodo 2014-2018). Inoltre, in coerenza con la richiesta di includere le immobilizzazioni in corso all'interno della RAB, si ritiene che lo 0,8% debba essere applicato all'attivo immobilizzato lordo comprensivo dei LIC.

S.4. Osservazioni in merito alla definizione del β^{asset} .

Con riferimento al parametro β^{asset} , si ritiene che nella determinazione di tale valore debba essere adeguatamente riflessa la rischiosità del settore gas nonché il rischio specifico dell'attività di stoccaggio. Lo stoccaggio è infatti un'attività caratterizzata da maggiori elementi di rischio rispetto agli altri servizi regolati della filiera gas, in particolare il rischio di mancato recupero del *cushion gas* una volta terminata la concessione nonché il rischio prezzo della *commodity* a seguito della sua eventuale estrazione e vendita, il rischio minerario, la sostituibilità dello stoccaggio con altri strumenti di flessibilità, i maggiori tempi medi di ammortamento del capitale investito nei campi di stoccaggio e il rischio del rinnovo delle concessioni caratterizzate da una durata inferiore al tempo medio di recupero degli investimenti derivante dal sistema tariffario.

A livello generale, il ruolo che il gas naturale ricoprirà in un orizzonte temporale di lungo periodo, sul quale la visibilità è molto ridotta, rappresenta un elemento di rischio che dovrebbe essere tenuto in massima considerazione. Oltre a tale aspetto, se ne aggiungono altri di natura più *country-specific* legati alle realtà in cui la società si trova ad operare. In primo luogo le complessità autorizzative e realizzative connesse all'esecuzione di progetti sul sottosuolo del territorio italiano che determinano incertezze oltre che in termini di tempi e costi anche in riferimento alla loro effettiva implementazione, con particolare riferimento a progetti rilevanti e già per loro natura complessi. A questi si aggiungono inoltre ulteriori rischi legati alla necessità di interventi di manutenzione, sostituzione e ripristino connessi ai rischi di natura ambientale ed idrogeologica particolarmente rilevanti sul territorio italiano rispetto ad altre realtà europee, oltre che alla continua antropizzazione del territorio.

Sulla base di tali considerazioni, si ritiene che il valore del β^{asset} del servizio di stoccaggio dovrebbe essere non inferiore a 0,535, determinato applicando il differenziale proposto dall'Autorità di +0,142 al valore medio europeo riconosciuto al servizio di trasporto almeno pari a 0,393, come desunto dall'analisi di *benchmarking* riportata nella risposta di Snam Rete Gas al documento di consultazione 512/2018/R/gas.

S.5. Osservazioni in merito alla durata convenzionale dei nuovi cespiti.

In merito all'introduzione di una nuova categoria di cespiti che includa immobilizzazioni materiali relative a macchine d'ufficio, telefoni cellulari e mezzi di trasporto con durata convenzionale tariffaria pari a 5 anni, si ritiene che tale classe dovrebbe poter includere anche altre tipologie di investimento che presentano la medesima vita utile. A titolo esemplificativo e

non esaustivo, si segnalano gli investimenti relativi ad attrezzatura varia (registratori di pressione e temperatura di pozzo, dispositivi di protezione delle vie respiratorie, kit per la taratura dei gas detectori, manometri, palmari, ecc), che vengono ammortizzate a livello civilistico in 3-5 anni.

S 6. Osservazioni in merito a determinazione e aggiornamento dei costi operativi.

Relativamente alla determinazione dei costi operativi riconosciuti, si ritiene condivisibile la scelta di prendere in considerazione i costi effettivi dell'anno 2018, in quanto anno più recente per il quale esistono dati consuntivi. Si segnala, tuttavia, che in merito ai costi relativi ai monitoraggi microsismici, sarà necessario adeguarne il livello riconosciuto in corso di periodo regolatorio, in quanto il completamento dell'attività di installazione dei sensori è previsto per l'anno 2023, a causa di fattori esogeni al controllo della scrivente Società (in particolare, si segnala la difficoltà ad entrare in possesso delle aree di proprietà di terzi su cui installare i sensori). Inoltre, è opinione della scrivente che il riconoscimento tariffario dei costi operativi relativi ai nuovi siti di stoccaggio debba prevedere un periodo più lungo dei 2 anni attualmente previsti per pervenire al livello "a regime": è infatti comune che i costi di manutenzione sorgano solo dopo alcuni anni dall'entrata in esercizio del sito, a causa della limitata usura dei nuovi macchinari nei primi anni successivi all'installazione.

In merito al calcolo delle maggiori efficienze realizzate nel corso del 4PRS (*PS3_{4PRS}*), si ritiene che per effettuare una rappresentazione corretta sia necessario scomputare i costi emergenti riconosciuti nel corso dell'attuale periodo regolatorio, in considerazione del fatto che tali costi sono stati riconosciuti con un ritardo di due anni. La conseguenza di ciò è che il confronto fra il costo riconosciuto e il costo effettivo è distorto dalla presenza di tali costi, influenzando il valore del *Profit Sharing* realizzato.

Si prendano, a titolo di esempio, i costi emergenti riconosciuti per l'attività di *business continuity*: nei ricavi di riferimento 2018 sono stati riconosciuti i costi relativi al 2016 (i più recenti disponibili a maggio 2017, quando è stata presentata la Proposta Tariffaria 2018) pari a circa 200 mila euro. Tale importo non era rappresentativo del costo annuale, in quanto l'attività di *business continuity* è stata avviata a ottobre 2016 e pertanto si trattava di un pro-quota del reale costo annuo. Poiché nel calcolo del *Profit Sharing* si confrontano i costi effettivi del 2018, che relativamente a tale attività sono pari a circa 600 mila euro, con quelli riconosciuti nel 2018 che includono solo i 200 mila euro sostenuti nell'anno 2016, il calcolo dell'efficienza risulta "falsato" a ribasso da questo disallineamento temporale.

Tale ragionamento può estendersi alle altre categorie di costo emergente riconosciute nel corso del 4PRS, in particolare ai costi relativi al sito di Bordolano nonché ai costi per l'attività di monitoraggio microsismico, entrambi cresciuti dal 2016 al 2018 per la loro particolare natura (il sito di Bordolano è entrato a regime gradualmente nel corso del periodo regolatorio e la rete di stazioni di rilevazione microsismica è stata implementata anno dopo anno, come già rappresentato in sede di presentazione delle Proposte Tariffarie).

S 7. Osservazioni in merito ai criteri di incentivazione.

In merito ai criteri di incentivazione, si ritiene corretto continuare a riconoscere la quota di ricavo riconducibile alla remunerazione addizionale per gli investimenti incentivati entrati in esercizio nei precedenti periodi di regolazione, al fine di garantire il livello di remunerazione degli investimenti a suo tempo definito, fino all'esaurimento delle quote annuali previste dal meccanismo incentivante.

Inoltre, considerato il ruolo sempre più importante che avrà lo stoccaggio nel fornire flessibilità al sistema gas (e in una prospettiva di *sector coupling* anche al sistema elettrico), si ritiene necessario prevedere una progressiva introduzione di incentivi *output-based* nel corso del 5° periodo di regolazione che possano stimolare le imprese di stoccaggio ad ampliare il più possibile l'offerta di flessibilità al sistema.

S 8. Osservazioni in merito al riconoscimento dei costi relativi al sistema di Emission Trading.

Si ritiene condivisibile la modalità di riconoscimento dei costi relativi al sistema di *Emission Trading* (ETS), anche in ragione delle limitate possibilità di controllo ed efficientamento da parte delle imprese di stoccaggio. Riguardo alle modalità di copertura di tali costi si auspica l'adozione di un meccanismo analogo a quanto previsto per il servizio di trasporto dalla delibera 114/2019/R/gas, ovvero che consideri tali costi come parte dei ricavi di riferimento e garantisca la neutralità dell'impresa rispetto al rischio di prezzo associato all'acquisto dei titoli, alla variazione del volume del driver di riferimento nonché alla variazione annuale delle quote a titolo gratuito assegnate ad ogni operatore.

S 9. Osservazioni in merito al riconoscimento dei costi di ripristino.

Si condivide quanto proposto in merito al riconoscimento dei costi di ripristino.

S 10. Osservazioni in merito al trattamento del contributo compensativo per il mancato uso del territorio.

Si condivide quanto proposto in merito al trattamento del contributo compensativo per il mancato uso del territorio.

S 11. Osservazioni in merito alla componente di ricavo a copertura della remunerazione del gas di riserva strategica.

Si condivide quanto proposto in merito alla componente di ricavo a copertura della remunerazione del gas di riserva strategica.

S 12. Osservazioni in merito ai ricavi di riferimento per le nuove imprese di stoccaggio.

Si condivide quanto proposto in merito ai ricavi di riferimento per le nuove imprese di stoccaggio.

S 13. Osservazioni in merito all'ambito di applicazione e alle modalità applicative del fattore di copertura dei ricavi.

Relativamente al fattore di copertura dei ricavi, si condivide la proposta di superare l'applicazione del coefficiente α attualmente previsto, che limita all'80% la quota di costi operativi riconosciuti soggetti a copertura dei ricavi, e di portare pertanto il livello di garanzia al 100% dei ricavi riconosciuti. Infatti, come rilevato dalla stessa Autorità, i costi operativi riconosciuti delle imprese di stoccaggio sono quasi interamente di natura fissa (considerato che i costi relativi ai consumi tecnici sono riconosciuti direttamente dagli utenti e non fanno parte dei ricavi di riferimento) e non è pertanto ragionevole mantenere un'alea dipendente in larga parte da fattori esogeni al controllo dell'operatore (richiesta dal mercato dei prodotti di stoccaggio e volumi importati ai fini dell'applicazione del corrispettivo per lo stoccaggio strategico).

S 14. Osservazioni in merito al meccanismo facoltativo di riduzione della quota di ricavo riconosciuta soggetta a fattore di copertura a fronte di un rafforzamento dei meccanismi di incentivazione di cui al RAST.

Riguardo al meccanismo facoltativo proposto che prevede la possibilità di ridurre la quota di ricavo riconosciuta soggetta a fattore di copertura a fronte di un rafforzamento dei meccanismi di incentivazione di cui al RAST, si ritiene che possa essere un'opzione potenzialmente efficace per stimolare gli operatori a massimizzare le risorse di stoccaggio disponibili per la fornitura di servizi di flessibilità e di breve termine, a condizione che la scelta se aderire o meno possa essere compiuta di anno in anno, in modo da permettere le adeguate valutazioni sul valore di mercato di tali servizi. Si rileva come il livello di *Profit Sharing* e la percentuale di riduzione della garanzia debbano essere attentamente dimensionati, anche in considerazione delle condizioni di mercato, al fine di fornire agli operatori un adeguato incentivo a partecipare al meccanismo.

Osservazioni in merito alla proposta di introduzione di un meccanismo di monitoraggio delle prestazioni di stoccaggio attese

Riguardo alla proposta di introdurre un meccanismo di monitoraggio delle prestazioni di stoccaggio attese, si ritiene che tale meccanismo non debba riguardare le prestazioni tecniche del Sistema Stoccaggio che, per loro natura, sono rappresentative delle prestazioni massime stimate in condizioni ideali, non assimilabili al normale esercizio dei campi di stoccaggio, e pertanto non rappresentative delle effettive prestazioni rese disponibili agli utenti del servizio di stoccaggio. Tali condizioni comprendono per esempio:

- Il completo riempimento dei campi di stoccaggio all'inizio della fase di erogazione ovvero il completo svuotamento del *working gas* dei campi di stoccaggio all'inizio della fase di iniezione;
- La completa disponibilità di tutti gli impianti di superficie (funzionamento impianti a potenzialità di targa);
- La completa disponibilità di tutti gli impianti di pozzo (funzionamento impianti a potenzialità di targa);
- L'assenza di fenomeni di venuta di fini, formazione di sali o calo di performance nel tempo.

Inoltre, la rivalutazione delle prestazioni tecniche del Sistema Stoccaggio può altresì dipendere dall'aggiornamento dei modelli dinamici di giacimento 3D alla base della stima delle prestazioni tecniche dei singoli campi di stoccaggio.

Per le motivazioni sopra esposte, si ritiene che un eventuale meccanismo di monitoraggio debba riguardare esclusivamente l'andamento delle capacità contrattuali nel tempo, con particolare riferimento alle capacità contrattuali relative ai Servizi di Stoccaggio offerti su base stagionale ad inizio Anno Termico; eventuali ulteriori flessibilità rese disponibili nel corso dell'Anno Termico sono infatti difficilmente confrontabili in quanto strettamente dipendenti dalle specificità e dalle dinamiche delle singole campagne di erogazione ovvero iniezione riconducibili per esempio a differenze climatiche, scelte commerciali da parte degli *shipper* o dell'operatore di Stoccaggio nell'ambito della massimizzazione del valore dei servizi di breve termine.

Ai fini dell'applicazione dell'eventuale meccanismo di monitoraggio, in particolare per il confronto tra le prestazioni contrattuali attese e quelle effettivamente rese disponibili agli utenti, devono altresì essere considerate le variabili che influenzano l'offerta di capacità di stoccaggio e che non rientrano nel perimetro di controllo dell'impresa di stoccaggio, quali ad esempio il rilascio di autorizzazioni da parte di enti terzi, l'evoluzione della normativa tecnica in materia di utilizzo delle *facilities* etc. Devono altresì essere adeguatamente tenute in considerazione le normali dinamiche di invecchiamento degli *asset* che ne influenzano la prestazione; si pensi ad esempio alle problematiche di varia natura che si possono manifestare nella parte terminale dei pozzi, prossima al giacimento (precipitati di sali, sabbia e ghiaia in pozzo per danneggiamento del completamento in *gravel pack* o del *casing*), stimate anche in letteratura¹.

Infine, si fa presente che, ai sensi del Codice di Stoccaggio, è già previsto che in caso di mancata erogazione della prestazione l'utente sia sollevato dall'obbligo di pagamento del corrispettivo di capacità in proporzione alla riduzione effettiva della prestazione.

¹ SPE-39221_*Storage Formation Damage Mechanism*; SPE-39225_*Acidizing Gas Storage Wells*; SPE-38863_*Damage Mechanism in Gas-Storage Wells* (quantificano tali fenomeni nell'ordine del 5% di variazione annua di performance)

4. ORIENTAMENTI IN MATERIA DI CRITERI DI REGOLAZIONE DELLA QUALITÀ

S 15. Osservazioni in merito ai criteri di regolazione della sicurezza del servizio e all'eventuale necessità di introdurre obblighi di sicurezza in relazione ai pozzi di stoccaggio.

Pur apprezzando la volontà dell'Autorità di rafforzare le disposizioni vigenti in ambito sicurezza si ritengono parzialmente condivisibili le proposte dell'Autorità relative a sorveglianza ed a ispezione invasiva e non invasiva, per le motivazioni di seguito riportate.

Con riferimento alla proposta di prevedere la sorveglianza delle *flow-line* di collegamento con frequenza quadrimestrale non si condivide la previsione di tale maggiore frequenza rispetto a quella attuale. Non si ravvedono altresì le ragioni sottese alla scelta di prevedere per le *flow-line* frequenze di sorveglianza diverse e peraltro maggiori di quelle attualmente previste per i metanodotti nell'ambito del trasporto (1 anno oppure 6 mesi per metanodotti esposte a condizioni di rischio) tenuto conto del fatto che le *flow-line* non risentono di rischi maggiori rispetto ai metanodotti in relazione all'attività antropica e che peraltro generalmente le *flow-line* si sviluppano su distanze relativamente brevi dalle aree degli impianti di stoccaggio, normalmente presidiate da personale che può rilevare facilmente e tempestivamente eventuali attività antropiche interferenti con le *flow-line* stesse.

Si suggerisce pertanto di adottare per lo stoccaggio una disciplina analoga a quella del trasporto prevedendo, coerentemente, che la società di stoccaggio sia sollevata dall'obbligo di classificare la rete in base alle condizioni di rischio delle aree di posa laddove garantisca una frequenza di sorveglianza almeno semestrale. In tale ipotesi si ritiene inoltre opportuno che dalla definizione di reti esposte a condizioni di rischio siano esclusi i metanodotti posati in aree ad alta pericolosità sismica in quanto l'attività di sorveglianza della rete, condotta con qualsivoglia frequenza, non è in alcun modo in grado di prevenire le possibili conseguenze di un sisma sulle *flow-line*, aspetto invece affrontato in fase di progettazione e realizzazione dell'opera.

In relazione all'introduzione di una ispezione non invasiva annuale delle *flow-line* allo scopo di rilevare eventuali fuoriuscite incontrollate di gas, si ritiene la proposta non condivisibile, in quanto inefficiente e potenzialmente inefficace per le finalità indicate dall'Autorità come di seguito precisato:

- non risultano, dal 2010 ad oggi, eventi accidentali di fuoriuscita di gas che abbiano coinvolto *flow-line* determinando emergenze di servizio; peraltro nelle reti di trasporto, assimilabili per caratteristiche costruttive e modalità di posa alle *flow-line*, la numerosità degli eventi di fuoriuscita di gas (0,31 incidenti con fuoriuscita di gas/anno ogni 1.000 Km

nel periodo 1970 – 2016²) è molto limitata rispetto alle reti di distribuzione (89 dispersioni/anno ogni 1.000 km di rete di distribuzione ispezionata negli anni 2002 – 2015)³.

- le *flow-line*, rispetto alle reti di distribuzione, beneficiano in termini di contenimento dei fenomeni di dispersione, di una serie di elementi tra cui la diversità dei materiali e delle tecniche di realizzazione utilizzati, la possibilità di ispezionare le condotte con pig intelligente (tecnologia poco diffusa nell'ambito della distribuzione), che consente non solo di monitorare lo stato di integrità di una tubazione, ma anche di prevenirne il degrado, nonché l'applicazione della protezione catodica in maniera efficace⁴;
- le conseguenze in termini di danni potenziali di un'eventuale dispersione di gas da una *flow-line* sono molto minori rispetto a quelle relative a dispersioni da reti di distribuzione, essendo queste ultime posate in contesti altamente urbanizzati, in presenza di numerosi sottoservizi e canalizzazioni, con distanze dalle abitazioni molto ridotte;
- i sistemi di monitoraggio dei parametri di processo (pressione e portata) nei punti caratteristici della rete di *flow-line* acquisiti in remoto dal Dispacciamento consentono di individuare tempestivamente eventuali fuoriuscite significative di gas;
- nel caso di danneggiamenti accidentali provocati da soggetti terzi interferenti, la fuoriuscita di gas viene segnalata da tali soggetti immediatamente a Stogit; dunque, per tali casi, l'ispezione non invasiva annuale non avrebbe alcun beneficio in termini di aumento della sicurezza delle *flow-line* di collegamento.

Alla luce di quanto sopra rappresentato, in alternativa all'obbligo di ispezione non invasiva, si propone di introdurre l'obbligo di registrazione e comunicazione all'Autorità del numero di eventi che comportino fuoriuscita di gas di cui al punto 27.6 del DCO, valutando solamente in un momento successivo, sulla base di una analisi dei dati raccolti, l'opportunità di effettuare una ispezione non invasiva delle *flow-line* su base periodica.

Fermo restando quanto sopra illustrato, laddove l'Autorità volesse comunque introdurre questa disposizione, si propone l'adozione di una frequenza di ispezione almeno triennale, come prospettato dall'Autorità nell'ambito del trasporto con il DCO 203/2019/R/gas. Si evidenzia altresì la necessità, trattandosi di una attività di nuova introduzione, di prevedere un tempo congruo per l'entrata in vigore della disposizione allo scopo di consentire all'impresa di stoccaggio di approntare la necessaria strumentazione e/o organizzazione dell'attività.

Con riferimento alla proposta di definire un intervallo temporale massimo di 6 anni per l'ispezione con pig delle condotte in acciaio protette catodicamente in modo efficace, ove consentito dalle

² cfr. statistiche della banca dati europea del Gruppo EGIG "European Gas Incident Data Group". Per incidente si intende qualsiasi fuoriuscita accidentale di gas a prescindere dall'entità del danno verificatosi.

³ cfr. dati statistici pubblicati sul sito dell'Autorità.

⁴ La scrivente effettua l'ispezione invasiva delle *flow-line* con pig da 13 anni, nel corso dei quali non sono mai state rilevate delle perdite.

condizioni tecniche di ispezionabilità, si segnala che la previsione di una frequenza di ispezione predefinita ed uguale per tutti metanodotti risulta difficilmente conciliabile con quanto disposto dal Decreto 17 aprile 2008, Allegato A, Art. 6.5, che stabilisce che tali frequenze siano determinate “in funzione delle condizioni e delle caratteristiche di ogni singola condotta”. Peraltro, ispezioni frequenti, applicate indiscriminatamente a tutta la rete ispezionabile, sarebbero poco significative per il conseguimento di maggiori livelli di sicurezza del servizio (anche considerate le tempistiche di evoluzione dei fenomeni corrosivi), a fronte di costi consistenti a carico del sistema che potrebbero essere più efficacemente destinati ad altre forme di prevenzione. Tali principi trovano conferma nel documento CIG “Ricognizione tecnica e normativa in materia di ispezionabilità delle reti di trasporto di gas naturale”, Cap. 6, pag. 20⁵. Pertanto, laddove l’Autorità intenda confermare l’introduzione di obblighi in merito alla frequenza di ispezione con pig, si propone di introdurre una frequenza di ispezione definita sulla base delle condizioni della singola flow-line e sui risultati dell’ultima ispezione, con un intervallo massimo di 10 anni, in linea con le migliori prassi internazionali.

Con riferimento all’introduzione di un indicatore sulla percentuale annua di rete sottoposta ad ispezione mediante pig non si ritiene particolarmente utile la sua introduzione, in quanto scarsamente significativo ai fini della valutazione delle politiche di controllo, monitoraggio e manutenzione messe in atto dall’impresa di stoccaggio, datane la complessità derivante dalle modalità di individuazione della frequenza di ispezione sopra illustrate. In tale ottica, un simile indicatore potrebbe risultare addirittura fuorviante in quanto percentuali elevate di condotte sottoposte a ispezione potrebbero essere indicative di flow-line con significativi problemi di corrosione piuttosto di una attenta politica di gestione della rete. In ogni caso, laddove l’Autorità ritenesse di confermare il proprio orientamento, si evidenzia che l’indicatore dovrebbe essere riferito non alla lunghezza di tutte le flow-line, ma solamente alla lunghezza di quelle tecnicamente ispezionabili con pig.

Con riferimento al tema della sicurezza si rileva preliminarmente che le valvole di sicurezza di pozzo sono apparecchiature installate in profondità nei pozzi, all’interno dei completamenti, per effettuare chiusure del pozzo in condizioni di emergenza. La logica di intervento di tali valvole è per ESD (*Emergency Shut Down*). Infatti, le valvole di fondo pozzo installate sono del tipo *Fail Safe* e vengono mantenute normalmente in posizione di apertura con pressione idraulica; in assenza o scarico di pressione idraulica dalla superficie per evento ESD le valvole chiudono

⁵ Il documento riporta: “[...] La frequenza con cui ripetere l’ispezione pig su una stessa condotta sarà di volta in volta data da opportune valutazioni fatte anche in funzione degli esiti dell’ispezione stessa o di un suo confronto con le precedenti o di altre informazioni specifiche che l’esercente possiede sulla condotta in esame. La ripetizione dell’ispezione su tempi troppo brevi (es. 2-3 anni), non avrebbe comunque alcun significato tecnico dal momento che, anche nel peggior caso, il fenomeno corrosivo ha solitamente tassi di crescita della diminuzione nello spessore molto contenuti. Una variazione di spessore tra due ispezioni, per poter essere correttamente stimata, richiede infatti che sia trascorso il tempo necessario affinché la grandezza sia variata di un valore almeno superiore ai livelli di rilevabilità ed incertezza dello strumento d’ispezione usato”

automaticamente il pozzo insieme ad altre valvole automatiche installate a testa pozzo. Quanto sopra evidenzia che le valvole di pozzo non sono valvole di manovra permanentemente a contatto con l'atmosfera, e quindi soggette a potenziali migliorie per riduzione emissioni. Tali valvole hanno la funzione di chiudere ermeticamente il pozzo in emergenza e di isolare idraulicamente il giacimento dalla superficie in assenza di altre barriere poste al di sopra di esse. In relazione alla proposta di installare, per i nuovi pozzi, valvole di sicurezza che non necessitino di essere rimosse per effettuare interventi di manutenzione la scrivente ritiene tale proposta condivisibile: STOGIT applica già dall'anno 2001 questo standard tecnico nella progettazione e realizzazione dei completamenti dei pozzi a fine perforazione e/o *workover*.

Con riferimento alla richiesta di sostituzione delle valvole di fondo pozzo *Wire Line Retrievable* con valvole *Tubing Retrievable*, invece, si ritiene condivisibile tale orientamento in concomitanza con altri interventi significativi/*workover* su pozzi esistenti, in occasione dei quali già ad oggi STOGIT prevede come standard l'installazione di valvole di tipo *Tubing Retrievable*.

L'attuazione di un piano di sostituzione massivo, entro il termine proposto del 31/12/2022, risulterebbe estremamente oneroso e tecnicamente molto impattante per le ragioni di seguito illustrate.

Considerata la numerosità dei pozzi coinvolti (che per quanto riguarda la scrivente sarebbero circa 250) e considerato che ogni sostituzione richiede tempi prolungati di indisponibilità non solo del singolo pozzo ma, tendenzialmente, dell'intero *cluster* di cui questo fa parte⁶, il rispetto del termine prospettato dall'Autorità imporrebbe l'effettuazione di interventi su più pozzi/cluster in contemporanea, determinando delle indisponibilità tali (utilizzo in simultanea di 5 impianti di perforazione a ciclo continuo per 3 anni con un impegno annuale per impianto di 18-20 pozzi, per un totale di circa 3 concessioni/anno indisponibili) da non consentire prestazioni di stoccaggio confrontabili a quelle attualmente garantite. Gli interventi peraltro dovranno essere singolarmente approvati dalla direzione UNMIG del MISE prima della relativa esecuzione, con tempistiche al di fuori dal controllo dell'impresa di stoccaggio. Alla luce di quanto rappresentato si ritiene non condivisibile l'individuazione di un termine temporale fissato in maniera aprioristica, ritenendo piuttosto che gli interventi di sostituzione debbano essere opportunamente pianificati in modo da distribuirne nel tempo l'impatto in termini di indisponibilità dei pozzi e di costi di investimento (stimabili in minimo 2-3 Mil€ per ognuno dei completamenti dei pozzi da sostituire e delle relative *facilities* di superficie da adeguare), nonché al fine di garantire una gestione efficiente e ottimizzata di tali interventi con eventuali altri che potrebbero essere effettuati sui pozzi per ragioni tecniche o in considerazione della loro vita utile ai fini regolatori.

Tale soluzione è del resto suggerita come miglioria anche dal testo "*Linee guida per la valutazione dei rapporti di sicurezza*" predisposto da diversi enti ministeriali tra cui MISE e Ministero dell'Ambiente" la cui ultima versione fa riferimento ad un piano di sostituzione progressivo, senza

vincoli temporali, di tali valvole: *“Si considera una miglioria: l’installazione nei nuovi pozzi di valvole di sicurezza che non necessitino di essere rimosse per effettuare interventi di manutenzione, e l’elaborazione, da parte dei Gestori, di un piano di sostituzione progressivo delle valvole di fondo pozzo “Wire line retrievable” con valvole “Tubing Retrievable” per i pozzi esistenti”.*

In conclusione, si evidenzia che il MiSE direzione DGS - UNMIG, in qualità di ente nazionale deputato al controllo della sicurezza delle attività minerarie, benché riconosca come miglioria tecnica la presenza nei pozzi di valvole di sicurezza di tipo *Tubing Retrievable*, non sta chiedendo ad operatori/concessionari di attuare un piano stringente di sostituzione delle valvole di sicurezza di tipo *Wireline Retrievable* con valvole di tipo *Tubing Retrievable* sugli pozzi esistenti.

In relazione alla proposta di introdurre l’obbligo di comunicare annualmente gli eventi che hanno dato luogo a emissioni di gas naturale in atmosfera, fornendo specifiche informazioni per ciascun evento (data, ora, luogo, parte di impianto coinvolta, durata, causa della fuoriuscita, stima del quantitativo di gas naturale disperso in atmosfera), si ritiene necessario che sia chiarito a quale tipo di emissioni l’obbligo si riferisca. Infatti, sebbene l’obbligo sia introdotto quale disposizione in materia di sicurezza, quindi verosimilmente con riferimento a casi di emissione in situazioni di emergenza e/o rilevata durante l’ispezione della rete, la descrizione presente nel DCO si riferisce in maniera generica a “eventi che hanno dato luogo a emissioni di gas naturale in atmosfera”, senza specificare se si tratti di emissioni riconducibili a rilasci intenzionali e/o per operazioni di manutenzione o interventi sulla rete normalmente programmati, oppure a rilasci non intenzionali, causati da eventi in situazioni di emergenza.

S 16. Osservazioni in merito alla regolazione delle emergenze di servizio.

Nulla da segnalare.

S 17. Osservazioni in merito ai criteri di regolazione della continuità del servizio e ai relativi obblighi di registrazione e comunicazione dei dati.

Con riferimento a quanto prospettato dall’Autorità in merito alle disposizioni inerenti la continuità del servizio si ritiene opportuno che il loro eventuale rafforzamento sia correlato alla qualità delle performance effettive dell’impresa di stoccaggio; nel caso in cui tali performance

⁶ Per motivi di sicurezza, quando si interviene su un pozzo, i pozzi vicini vengono chiusi e dichiarati non disponibili all’esercizio

non evidenzino criticità, non si ritiene condivisibile l'inasprimento degli standard di continuità del servizio attualmente in vigore.

Inoltre si ritiene necessario che la disciplina della continuità in ambito stoccaggio preveda indennizzi/penalità esclusivamente nei casi in cui le cause del disservizio siano imputabili all'impresa di stoccaggio, coerentemente con la disciplina in vigore nell'ambito del trasporto.

Con riferimento alla previsione di introdurre una penalità per l'impresa di stoccaggio nel caso in cui "durante la campagna di erogazione, la prestazione di punta erogata risulti al di sotto di quella conferita e richiesta dagli utenti del servizio, nonché al di sotto della curva prestazionale individuata con decreto del Ministro dello Sviluppo Economico" si rileva quanto di seguito.

La prestazione di punta erogata e richiesta dagli utenti del servizio dipende esclusivamente da scelte di natura commerciale effettuate dagli *shipper* che possono comportare la mancata erogazione di taluni quantitativi di gas al termine della campagna di erogazione; tali scelte di programmazione commerciale non riguardano quindi la continuità del servizio erogato dall'impresa di stoccaggio e non comportano la violazione di alcun obbligo posto in capo all'impresa stessa. Inoltre non si comprende la correlazione prospettata nel DCO tra gli incentivi introdotti con il RAST, che hanno l'obiettivo di massimizzazione dell'offerta di capacità integrative rispetto a quelle previste per i servizi base di stoccaggio, e la possibile introduzione di una penalizzazione per l'impresa di stoccaggio per il mancato rispetto di indicatori di continuità.

In linea generale, nel caso in cui l'Autorità intendesse prevedere l'introduzione di meccanismi penalizzanti inerenti la continuità del servizio erogato delle imprese di stoccaggio, si ritiene indispensabile che tali meccanismi siano coordinati con le disposizioni vigenti in materia di continuità del servizio e con l'eventuale introduzione di meccanismi di monitoraggio delle prestazioni prospettati dall'Autorità nel DCO, al fine di evitare sovrapposizioni e duplicazioni di penalizzazioni.

Con riferimento all'introduzione di un obbligo di stima e pubblicazione della *"prestazione di punta di erogazione erogabile e della punta massima erogabile per i quindici giorni successivi in funzione della giacenza"* si ritiene che qualsivoglia pubblicazione resa disponibile al mercato debba essere esclusivamente riferita alle prestazioni di stoccaggio contrattuali consuntivate e/o previsionali e non delle prestazioni tecniche del sistema di stoccaggio.

Le prestazioni tecniche, infatti, per loro natura, sono rappresentative delle prestazioni massime stimate in condizioni ideali, non assimilabili al normale esercizio dei campi di stoccaggio, e pertanto non rappresentative delle effettive prestazioni rese disponibili agli utenti del servizio di stoccaggio; si ritiene che la pubblicazione di tali informazioni, al contrario, possa fornire indicazioni fuorvianti circa le potenzialità del sistema di stoccaggio, con il rischio di effetti distorsivi sui criteri di programmazione delle capacità e di comportamenti opportunistici da parte degli utenti. Inoltre, l'eventuale messa a disposizione di Capacità di Erogazione aggiuntiva

rispetto alla Capacità di Erogazione conferita, al più fino alla massima disponibilità tecnica del sistema di stoccaggio, è disciplinata nell'ambito dell'attivazione delle misure di cui al Piano di Emergenza, secondo le modalità di cui alla delibera 612/2018.

Per le medesime motivazioni sopra esposte non si comprende la correlazione tra la stima/pubblicazione di tali grandezze con l'applicazione del meccanismo di penalità per l'impresa di stoccaggio previsto nel DCO.

Si concorda infine con la previsione, di cui al punto 27.13 del DCO, di introdurre l'obbligo di trasmettere all'Autorità un rapporto annuale sulla sicurezza e continuità del servizio di stoccaggio.

S 18. Osservazioni in merito ai criteri di regolazione della qualità commerciale del servizio e ai relativi obblighi di registrazione e comunicazione dei dati.

In relazione alla proposta di estendere l'applicazione dello standard specifico di 5gg lavorativi, attualmente riferito alla risposta da parte dell'impresa di stoccaggio alle sole richieste scritte riferite a documenti di fatturazione, si condivide tale proposta nei termini di seguito precisati. Pur non comprendendo il riferimento alle "richieste di intervento" di cui al punto c) del par. 28.3 del DCO, si condivide l'estensione dello standard e in particolare se ne suggerisce l'applicazione alle richieste di chiarimento inerenti la giacenza a stoccaggio dell'Utente e si ritiene, anche al fine di evitare sovrapposizioni ed ambiguità con l'indicatore di cui alla successiva lettera d del medesimo paragrafo e che attualmente riguarda richieste di informazioni "generiche", che l'indicatore in oggetto (lettera b) non debba includere altre richieste scritte se non quelle sopra citate riferite alla giacenza a stoccaggio dell'Utente e a documenti di fatturazione.

Si rileva ad ogni modo l'opportunità che, al fine di garantire una maggiore tracciabilità delle richieste, la nuova disciplina preveda per gli Utenti l'obbligo di invio delle stesse a mezzo di posta elettronica certificata oppure attraverso eventuali applicativi resi disponibili dall'impresa di stoccaggio.

Con riferimento alla proposta di ridurre lo standard specifico relativo al tempo di ripristino a seguito di malfunzionamento di un applicativo informatico, da 8 a 6 ore, la scrivente, come già rappresentato in relazione al servizio di trasporto nelle risposte ai DCO 420/2018 e 203/2019, ritiene che il modo migliore di garantire un alto livello di qualità del servizio in tale ambito sia rappresentato dall'introduzione di un sistema premi-penalità associato ad un livello generale di disponibilità dei portali in linea con quanto previsto dalla regolazione di altri paesi europei.

La disciplina basata sugli indennizzi, applicata ai malfunzionamenti informatici presenta criticità legate alla necessità di identificare gli utenti che stanno effettivamente subendo le conseguenze del malfunzionamento, legittimi destinatari dell'indennizzo, ovvero sia gli Utenti che hanno cercato di utilizzare l'applicativo e che neanche attraverso il ricorso a procedure alternative (quali le *fallback procedures*) hanno potuto concludere le transazioni di interesse. In tale ottica, l'applicazione della disciplina degli standard specifici incentrata sulla durata dei malfunzionamenti occorsi anziché sul disservizio realmente arrecato all'Utente risulta impropria⁷, in quanto indennizzerebbe anche utenti che non stanno usufruendo di alcuna prestazione e, peraltro, si presta ad utilizzi strumentali in termini di accesso intenzionale agli applicativi nel corso del malfunzionamento allo scopo di ottenere l'indennizzo, stante l'obbligo di pubblicazione dei malfunzionamenti in corso.

Stante quanto sopra rappresentato, alla luce delle caratteristiche peculiari di questo ambito ed in analogia coi provvedimenti adottati in alcuni paesi europei (ad esempio in Francia), si ritiene più consono un sistema premi – penalità basato su uno o più indicatori di carattere generale (ad esempio un indice di disponibilità, su base mensile, dei portali che gestiscono i processi di business nelle fasce orarie di effettivo utilizzo) che garantirebbe significativi e oggettivi vantaggi sia da un punto di vista del miglioramento dei servizi erogati che del loro monitoraggio.

Fermo restando quanto sopra rappresentato, qualora l'Autorità decidesse di confermare il proprio orientamento, si ritiene indispensabile che venga precisato il perimetro entro il quale applicare la nuova disciplina.

In particolare, considerata la loro rilevanza ai fini dei processi di business, rientrerebbero nel perimetro gli applicativi informatici a disposizione degli Utenti per la gestione delle attività di seguito elencate:

- conferimenti/cessioni di capacità;
- nomine;
- allocazioni.

Inoltre si ritiene necessario che l'applicazione della disciplina preveda l'individuazione dei casi in cui risulti fattualmente preclusa all'utente la propria operatività a causa della mancata disponibilità dei sistemi a supporto dei processi di business, attività questa complessa e non sempre fattibile. Si evidenzia peraltro che, con l'introduzione delle modalità alternative dell'espletamento delle attività, previste attualmente dalla RQSG, gli utenti hanno a disposizione procedure operative alternative (quali le *fallback procedures*) che consentono loro di effettuare e completare le transazioni nei termini fissati; si ritiene pertanto che la disciplina debba prevedere l'esclusione di queste fattispecie dal computo del livello di servizio.

⁷ Per propria natura, uno standard specifico corrisponde al livello di qualità che deve essere garantito al

Si ritiene altresì che ai fini del computo del livello di servizio erogato debbano essere considerate esclusivamente le ore di effettiva indisponibilità dell'applicativo per l'Utente, escludendo pertanto i periodi di indisponibilità che ricadano al di fuori della fascia oraria di effettivo utilizzo dello specifico applicativo.

Inoltre si ritiene necessario sia confermata l'esclusione della fascia oraria attualmente prevista (22:00 alle 6:00) in modo da consentire interventi manutentivi programmati, ovvero che nel calcolo siano escluse le indisponibilità legate ad interventi manutentivi programmati resi noti agli Utenti con un opportuno anticipo tramite pubblicazione sul sito internet del trasportatore.

Per omogeneità e semplicità di classificazione, si suggerisce inoltre di allineare la classificazione in base alla durata del malfunzionamento con lo standard:

- malfunzionamenti brevi, se la durata è minore o uguale a 6 ore;
- malfunzionamenti lunghi, se la durata è maggiore di 6 ore ma minore o uguale a 18 ore;
- malfunzionamenti lunghissimi, se la durata è maggiore di 18 ore.

Si concorda con la previsione, di cui al punto 28.5, di introdurre l'obbligo di trasmettere all'Autorità un rapporto annuale sulla qualità commerciale del servizio di stoccaggio.

***S 19.** Osservazioni in merito all'obbligo di comunicazione e pubblicazione del piano mensile degli interventi di manutenzione programmata.*

Si condivide la proposta dell'Autorità di pubblicazione del piano mensile degli interventi di manutenzione programmata, attività che la scrivente già effettua in un'apposita sezione del proprio sito Internet.