



Università degli studi di Padova

Facoltà di Ingegneria

Corso di Laurea in Ingegneria Energetica

Il Bilanciamento del mercato del gas. Analisi
dell'attuazione in Italia del regolamento UE
312/2014

Relatore: Prof. Arturo Lorenzoni

Tesi di laurea di:
Marco Dal Gazzo
Matricola: 1116935

Anno accademico 2016-2017

Indice

1 Abstract

2 Storia del mercato del Gas

2.1 Storia contrattuale d'importazione in Italia

2.2 storia dell'impresa maggiore di trasporto italiana

3 Contesto normativo precedente

4 Modifica UE 312/2014

4.1 principi

4.2 Campo di applicazione

4.3 Regole di bilanciamento

4.4 Prodotti scambiabili nella piattaforma di scambio

4.5 Servizi di bilanciamento

4.6 Piattaforma di scambio

4.7 Incentivi per il gestore del sistema di trasporto

4.8 Nomine e rinomine

4.9 Oneri di sbilancio giornalieri

4.10 Obblighi infragiornalieri

4.11 Disposizioni in materia di neutralità

4.12 Comunicazione delle informazioni

4.13 Servizio di flessibilità Linepack

4.14 Misure provvisorie

4.15 Disposizioni finali e transitorie

5 Attuazione del regolamento

5.1 premessa storica

5.2 Codice di Rete

5.3 CAPITOLO 5: Conferimento di capacità di trasporto

5.3.1 Requisiti

5.3.2 Perdita dei requisiti

5.3.3 Conferimento di capacità ad inizio anno termico

5.3.4 Il processo di conferimento ad inizio anno termico

5.3.5 Conferimento di capacità ad anno termico avviato

5.3.6 Conferimento di capacità ai sensi della delibera n 168/06

5.3.7 Conferimento di capacità ai sensi della delibera ARG/GAS 02/10

5.3.8 Contratto di trasporto

5.4 CAPITOLO 7 Cessione di capacità

5.5 CAPITOLO 8 Prenotazione, assegnazione e riassegnazione

5.6 CAPITOLO 9 Bilanciamento

5.6.1 Bilanciamento fisico

5.6.2 Bilanciamento commerciale

5.6.3 Le perdite localizzate

5.6.4 Il bilancio di consegna e riconsegna

5.6.5 Conguagli di misura ed allocazione

5.6.6 Corrispettivi per il bilanciamento giornaliero

6 Testo Integrato del Bilanciamento

6.1 PARTE 1 Disposizioni generali

6.2 PARTE 2 Disposizioni per l'erogazione del servizio di bilanciamento

6.3 Disposizioni in materia di mercati per l'approvvigionamento delle risorse di bilanciamento

6.4 Obblighi informativi

7 conclusioni

8 bibliografia

1. Abstract

L'impronta normativa presente in Italia, e in generale nell'Unione Europea, per quanto riguarda il mercato del bilanciamento del gas, necessitava di una modifica.

Tale modifica si concentra sul rendere più *competitivo* il mercato in questione, con un conseguente abbassamento dei prezzi dovuto all'aumento di liquidità nel mercato.

Inoltre la norma punta anche a mantenere in *sicurezza e equilibrio* il sistema, per una sua maggiore stabilità.

La norma che guida questo processo di cambiamento del mercato del gas è il regolamento UE 312/2014.

L'attuazione in Italia di tale regolamento è cominciata con un periodo di transizione da marzo 2016 ed è per poi partire ufficialmente il 1 ottobre 2016. Il periodo di transizione è servito alle varie parti per testare il sistema, e apportare modifiche prima che esso venisse ufficialmente messo in atto. Per tale motivo nell'affrontare l'attuazione, verrà dapprima osservato come era il contesto precedente alla messa in atto del nuovo regolamento, per poi concentrarsi ampiamente sul regolamento stesso. Infine verranno analizzate le successive modifiche messe in atto dall'Autorità fino ad oggi. Infatti quest'ultima tiene alcuni incontri periodici con utenti e Snam per sistemare le problematiche, o le falle normative che vengono trovate man mano che si prosegue con le nuove direttive.

L'attuazione viene dapprima affidata a Snam, che viene istituita dell'incarico di gestire il sistema del bilanciamento del gas, e di diventare responsabile dello stesso.

La storia dell'attuazione vedrà affrontare per Snam un anno in cui creerà una bozza del codice di rete adattato al nuovo regolamento, con tutte le tempistiche richieste per far fronte all'organizzazione di un sistema trasparente e chiaro. Questo comporterà però, da parte dell'Autorità, la decisione di posticipare l'entrata in vigore del regolamento per via di punti non chiari che verranno visti in seguito. Inoltre dall'entrata in vigore, sono previste ancora modifiche, dato che tutte le parti prese in causa sono nuove a questo sistema, e nel nuovo codice di rete vengono adottate alcune soluzioni cautelative per i responsabili del sistema di trasporto e per gli utenti.

Le tabelle con i valori di riferimento, subiranno continui aggiornamenti che permetteranno all'Autorità di aggiustare il tiro, con l'obiettivo di creare un sistema perfettamente in equilibrio che non sia sbilanciato né dal lato del trasportatore, né dal lato degli utenti del sistema del bilanciamento.

Verranno prese in causa molte parti del codice di rete, in particolare molto si è dovuto alla poca chiarezza di tutti i parametri operativi, e i calcoli vari che vanno poi a modificare l'equazione di bilanciamento di ogni utente.

2. Storia del mercato del Gas

Fino alla seconda guerra mondiale il gas naturale in Europa non ha mercato, ma è già utilizzato da tempo negli Stati Uniti che prima della Grande guerra possedevano la quasi totalità della sua produzione e dell'industria collegata.

In Italia il crescente ricorso al metano per scopi energetici inizia già negli **anni '40**. Successivamente nell'immediato dopoguerra si scoprono numerosi giacimenti di gas in Val Padana, e questi portano con sé un duplice vantaggio: un aumento consistente di produzione e il conseguente aumento della domanda.

Lo sviluppo del dopoguerra trova un forte appoggio nell'utilizzo del gas naturale. L'assenza di residui di combustione, la facilità di regolazione e la purezza di fiamma lo rendono particolarmente adatto all'alimentazione a forni a ciclo continuo per il settore alimentare, metallurgico, vetrario e in generale tutte le lavorazioni in atmosfere controllate.

Per le stesse motivazioni trova una forte diffusione nell'utilizzo domestico, per utilizzi come cottura, riscaldamento e produzione dell'acqua calda sanitaria.

Con queste premesse, ci si trova in tutta Europa con un forte interesse da parte di tutti i settori in questa forma di energia. Negli **anni 60/70** si ha un forte sviluppo della rete di distribuzione e trasmissione del gas metano. Questo sviluppo è guidato dalla ricerca e dalla scoperta di molti giacimenti di metano non solo nell'unione europea. Con il settore in fermento si crea anche un settore di sviluppo tecnologico che crea un mix virtuoso di ricerca e scoperta di nuovi giacimenti. In particolare negli anni 60 in Italia vengono scoperti giacimenti al Centro e al Sud della penisola. Al di fuori dei confini italiani si hanno massicci ritrovamenti di metano nel Nord Africa, nel sottosuolo olandese e nel Mare del Nord. La disponibilità di metano cresce in Italia per due iniziative di Snam: l'importazione dalla Libia e dall'Unione Sovietica.

Le conseguenze si vedono tangibilmente nell'aumento consistente del numero di comuni italiani serviti da una rete di distribuzione del gas metano: 175 nel 1969; 1090 nel 1973. Infine si avvia il processo di metanizzazione dell'Italia meridionale grazie alla posa del gasdotto per il trasporto del gas algerino che si concluderà negli anni 80.

Con l'attivazione di un incisivo programma di utilizzo del gas metano nelle centrali termiche del settore residenziale e terziario, l'industria italiana del gas dà il contributo maggiore all'attuazione dell'obiettivo fondamentale di riduzione della dipendenza dal petrolio. Il sostanziale incremento, a livello non solo italiano, di questo tipo di fonte energetica avviene dopo lo shock petrolifero del 1973.

Se dagli anni Sessanta viene registrato un calo mondiale, sempre maggiore, relativo alla percentuale di consumo petrolifero (secondo i dati della International Energy Agency, il peso del greggio rispetto al totale delle fonti primarie varia dal **42,9 per cento** nel 1971 al **34,8 per cento** nel 2000, quindi con un calo di 8,1 punti) il gas naturale incrementa il suo trend e aumenta di 4,7 punti, passando dal **16,4 per cento al 21,1 per cento nello stesso arco di tempo**. Infine, è interessante notare che il surplus produttivo del gas naturale russo (+114 MTPE, milioni di tonnellate di petrolio equivalente) ha storicamente favorito i forti legami con l'Europa (-148 MPTE), durante la terza guerra del Golfo, tra Russia, Francia e Germania.

Il principale problema del metano è il trasporto. Nonostante i sistemi di trasporto necessitino di un investimento contenuto se dilavato nei diversi anni di funzionamento, il problema principale è l'attraversamento di questo di suoli di nazioni diverse, che creano spesso tensioni geopolitiche non di poco conto, o al contrario se ci sono accordi, si creano legami forti tra le nazioni. Le tensioni recenti tra Russia e Ucraina hanno creato non poche paure per l'approvvigionamento del gas, dato che per quest'ultimo paese passano due importanti gasdotti che alimentano la parte sud dell'Europa. I metanodotti hanno costi operativi che riguardano principalmente il pompaggio per sopperire alle perdite di carico lungo le condotte.

D'altro canto il trasporto con navi metaniere comporta costi maggiori, per via della grande spesa energetica che si affronta per portare il gas allo stato liquido. Inoltre si devono considerare i costi di trasporto e quelli degli impianti di rigassificazione. Energeticamente parlando dunque, per la liquefazione si affrontano costi del 7%, per la rigassificazione l'1,5% e per il trasporto circa il 10% (dati percentuali riferiti al consumo energetico rispetto al PCI).

In generale per il gas che viene liquefatto l'incisione economica sulla materia prima della movimentazione dalla produzione all'utente finale va dal 70% all'80% del costo finale.

Per quanto riguarda la situazione italiana, ad oggi la rete primaria, quella che esprime le dorsali di trasporto nazionale e regionale tramite gasdotti ad alta pressione, si sviluppa per oltre **34.000 km**. Le reti di distribuzione, dalle reti primarie a punti di riconsegna presso le utenze, sono stimate in centinaia di migliaia di chilometri.

Sono più di **6900 i comuni serviti** su un totale di 8100 e l'unica regione non ancora connessa rimane la Sardegna.

2.1 Storia contrattuale d'importazione in Italia

In generale le dinamiche per la determinazione del prezzo del gas naturale, sono differenti da quelle del petrolio, in quanto il costo delle infrastrutture non è influenzato dalla quantità trasportata, ma sostiene un costo fisso.

Una volta effettuato l'investimento risulta quindi vantaggioso ridurre i costi unitari della materia prima, cercando di mantenere la portata sui livelli massimi possibili.

Il petrolio al contrario risente di oscillazioni di mercato e una rendita con un peso considerevolmente superiore. Per il Gas invece le rendite non pesano in maniera preponderante, dato che gli investimenti che sono ammortizzabili in venti o trent'anni sono i veri elementi condizionanti.

Data la natura del gas quella del suo utilizzo, la valutazione principale dell'investimento si fa sul lungo periodo. Quindi si nota come il mercato del gas naturale non riesce a seguire l'andamento libero del mercato ma trova la sua più esatta collocazione negli accordi e nelle relazioni stabili tra produttori e consumatori. Il consumo di gas naturale è oggi concentrato in Europa e Nord America, grazie a reti di distribuzione urbane costruite agli inizi del secolo scorso.

La continua evoluzione del mercato (dalle crisi tra Russia e Paesi confinanti sino alle oscillazioni del prezzo del petrolio), la dipendenza dell'Italia, la scarsità di infrastrutture adeguate, gli ingenti investimenti richiesti e i tempi lunghi di realizzazione, impongono la necessità di effettuare scelte vincenti. Si tratta in particolare di conoscere approfonditamente gli scenari di sviluppo del mercato del gas, individuare prospettive e l'evoluzione delle infrastrutture, ed individuare i vari fattori che possono influenzare l'andamento dei prezzi. In quest'ultimo caso in particolare si possono inserire le prospettive di Borsa alle aperture di nuovi mercati, sino all'elaborazione di alleanze strategiche.

Dunque la domanda che ci si pone, è quale sono le prospettive per l'apertura e l'integrazione dei mercati. Guardando verso lo stato dell'arte della liberalizzazione dei mercati, la tecnologia del GNL sembra essere la chiave di lettura adatta. Tale tecnologia consente lo scambio al di fuori dei mercati regionali. Tuttavia in questa ipotesi l'Europa rischia negli anni di boom di rimanere impreparata di questi nuovi sviluppi, a causa dei monopoli pubblici, che erano i dominatori assoluti della scena. Fino alla precedente norma (precedente alla 312/2014) le politiche comunitarie hanno innescato un miglioramento consistente, anche se non erano ancora stati visti i **punti critici di un'autentica liberalizzazione**, a partire ad esempio dalla separazione proprietaria di reti e stoccaggi, la base di un'efficace piattaforma commerciale europea.

Un aneddoto interessante è quello tra Stati Uniti e Canada. Le riserve conosciute si sono recentemente abbassate nonostante gli importanti investimenti effettuati per la ricerca di nuovi giacimenti. Nel periodo del 2003 la produzione canadese rappresentava il 7,3% della produzione mondiale. Parallelamente a Questo, il prezzo del gas naturale si adattava alla liberalizzazione del mercato. Anche se si tratta di un mercato a lungo termine, la globalizzazione di quegli anni porta a una modifica di prezzo della materia prima. Di conseguenza in quelle condizioni le società cercano di liberarsi delle vendite a lungo termine per concentrarsi nelle vendite a breve termine, contribuendo alla volatilità del prezzo del gas.

Analizzando inoltre gli investimenti per il sistema di trasporto, si nota la loro onerosità rispetto al petrolio ad esempio, quindi anche se è il costo dell'energia a mutare velocemente, è **molto più lenta l'evoluzione del prezzo finale**, perché come già visto precedentemente i costi di trasporto prevalgono.

L'idea in quegli anni era che la domanda continuasse a crescere e, conseguentemente alle minori scoperte, si avrebbe avuto un comportamento rialzista del mercato, seguendo la regola di Hotelling sostanzialmente.

Unendo i due discorsi precedenti, si nota come in quegli anni effettivamente il prezzo sia aumentato, ma si nota altrettanto bene la lentezza del mutamento. Nel 2005 ad esempio il prezzo del petrolio è aumentato del **100 per cento**, mentre il gas naturale solamente del **18 per cento**. Questo andamento trova le sue ragioni nella natura regionale di questa risorsa energetica, e quindi legata soprattutto alla distribuzione dei gasdotti nelle varie regioni, che vengono costruiti prevedendo contratti vincolanti per lunghi periodi di tempo.

Risulta quindi più acuta una posizione in cui si presta maggiore attenzione a contratti a lungo termine con premi per la permanenza, preferendo in parte giocare più su rimbalzi del mercato nel breve termine, con lo sfruttamento di stoccaggi a disposizione delle varie regioni. In particolare, si vuole far notare come la domanda sia piuttosto incerta e in continua decrescita, per via di sistemi alternativi e più efficienti che continuano ad inserirsi nel nuovo parco costruttivo residenziale, man mano che si rinnovano gli edifici datati. Questi sistemi solitamente prediligono lo sfruttamento di sistemi ad energia elettrica, e di conseguenza il settore per l'utilizzo domestico si sta riformando lentamente. Tuttavia il settore di produzione dell'energia elettrica in parte utilizza il gas, quindi a lungo termine è difficile stimare l'andamento della domanda generale di questa materia prima.

Negli anni pre-crisi e subito successivi, si pensava di ripensare il mercato europeo, sfruttando la **penisola italiana** come un **HUB** di smistamento per il gas eccedente il fabbisogno nazionale verso altri mercati continentali. Di fatto si cerca di tenere alto il livello di utilizzazione negli impianti nonostante la domanda italiana fosse calata del **20%**. Nel 2010 erano stati stipulati contratti per un massimo di **88 miliardi di metri cubi**, tuttavia già allora si puntava a un ripensamento a vantaggio della flessibilità e della diversificazione dell'approvvigionamento. E' interessante notare come ai tempi le previsioni della domanda italiana, proiettassero le cifre al 2015 a 100 miliardi di metri cubi, di fatto in 5 anni si pensava che la crisi sarebbe stata superata, e che in 5 anni il consumo sarebbe aumentato di 40 miliardi di metri cubi (quasi un raddoppio del consumo rispetto al 2014 in cui si è registrato un consumo di 61 miliardi di smc)

La visione distorta che al tempo si aveva dell'andamento della domanda, ha portato ad un investimento strutturale e alla valutazione di progetti. Tra i più rilevanti troviamo la metanizzazione della Sardegna, e la "dorsale" africa/sardegna/europa attraverso il gasdotto **Galsi**.

La metanizzazione ha una previsione di domanda di 560 milioni di metri cubi. Si prevede soprattutto di sfruttare la **tecnologia del gas naturale liquefatto**, e la costruzione di una dorsale di trasmissione che attraversi la Sardegna, consegnando il gas a (si prevede) **l'88% degli abitanti**. I fattori a favore di un tale progetto sono quelli di favorire l'uniformazione della sardegna con gli

standard e con i privilegi del resto del continente e la spinta delle società di vendita del gas metano le quali hanno interessi nell'aumentare il bacino di utenza. Naturalmente il processo di trasformazione è di lungo termine, perché a parità di condizioni bisogna aspettare che la popolazione cambi il sistema di riscaldamento e in questo lasso di tempo sperare che tecnologie che già esistono e che sono molto vantaggiose economicamente che sfruttano l'energia elettrica non soppiantino il metano (tra l'altro è utile notare che la Sardegna è molto soleggiata, e potrebbe sfruttare la produzione fotovoltaica per far fronte all'elettricità richiesta).

L'altro progetto ambizioso è il Gasdotto Galsi, tornato in voga a metà 2015 quando si è visto che la domanda di gas naturale è aumentata rispetto all'anno precedente di 6 miliardi di smc.

Questo progetto si pone l'obiettivo di collegare l'Algeria al centro Italia, passando per la Sardegna. La sua capacità sarebbe di 8 miliardi di smc all'anno. Osando come mai prima per le profondità raggiunte (2885 metri di profondità, sarebbe il più profondo mai realizzato)

Secondo Edison (che ha una quota pari al 20,8% del Consorzio societario che intende costruirlo) contribuirà alla creazione di un hub italiano del gas, creando una **nuova rotta, più breve e competitiva** per i mercati europei. Inoltre, sempre secondo Edison, si avrebbe il duplice vantaggio di creare la rotta, e permettere di metanizzare la Sardegna.

Galsi è incluso nella lista dei Progetti di Interesse Comunitario. La Commissione Europea ne ha confermato il ruolo strategico per l'UE stanziando un finanziamento a fondo perduto per il progetto di 120 milioni di euro, nell'ambito del pacchetto di misure anticrisi European Energy Plan for Recovery (EEPR).

Riprendendo il discorso delle scelte strategiche per il futuro in un mercato che con la liberalizzazione crea molte più incertezze, molti sembrano far notare che non sembra la scelta più opportuna. Ci si focalizza soprattutto sul fatto che per combattere l'effetto serra, piuttosto che una tale infrastruttura, sarebbe utile finanziare le energie rinnovabili, e uso di sistemi più efficienti.

Il discorso delle rinnovabili non va preso così sottogamba in un mercato in cui la domanda residenziale rappresenta il 40 per cento del totale e nel quale gli incentivi statali ed europei vengono sfruttati spesso per la riqualificazione energetica di edifici, che così facendo consumano meno.

Le perplessità si hanno dunque sull'utilizzo del Galsi come Hub energetico verso l'Europa, un'Europa che punta a consumare sempre meno per via delle tematiche ambientali.

A complicare il quadro geopolitico che si viene a creare in Europa, l'Europarlamento ha approvato nel 2008 la possibilità che la rete venga affidata a un gestore di trasmissione indipendente, interno all'impresa, ma separato a livello contabile e societario. Inoltre con un altro emendamento, dopo aver chiesto una relazione sulla possibilità di avere un unico gestore della rete di trasmissione che però è poco perseguibile, **si limita il fatto che un ente extraeuropeo prendano possesso di un gestore nazionale di rete.** Si fa tuttavia notare che è approvata la possibilità che le società nazionali europee possano accordarsi (quindi in deroga) con i giganti extra europei dell'energia per un ingresso reciproco nei rispettivi mercati del gas. Con questa ipotesi, l'Europa non porrà il veto. Si crea quindi un certo interesse di colossi energetici come ENI e Total nel mercato russo nel quale si cerca di avere la possibilità di vendere gas russo in cambio di quote di mercato.

Ma il progetto più geopolitico di tutti, quindi potenzialmente il più devastante per i rapporti tra gli stati, risulta essere la costruzione del **"North Stream"**. Infatti, nonostante la posa di tubi nel sottosuolo bielorusso, ucraino e polacco abbia costi tre volte inferiori rispetto alla posa di circa **1000 km** di tubi sottomarini nel mar Baltico, questa struttura è stata progettata proprio per escludere dal tragitto questi stati. L'Italia è presente nel progetto tramite Saipem, che ha posato i tubi in mare, Snamprogetti,

responsabile della parte ingegneristica di progettazione, e PetrolValves, che ha fornito tutte le valvole necessarie alla sua costruzione.

Questo gasdotto, **ha una capacità di 55 miliardi di smc annui**, ma si prevede di raddoppiarla entro il 2019, aggiungendo due linee in parallelo. Tuttavia date le restrizioni europee nei confronti di Gazprom solamente 22,5 miliardi di smc annui sono attualmente usati.

2.2 storia dell'impresa maggiore di trasporto italiana

Vediamo in questo paragrafo, l'evoluzione dell'impresa maggiore di trasporto italiana.

La storia di Snam inizia il 30 ottobre 1941: l'Ente Nazionale Metano (costituito nel 1940), insieme ad Agip, Regie Terme di Salsomaggiore e Società Anonima Utilizzazione e Ricerca Gas Idrocarburi (Surgi) danno vita alla Società Nazionale Metanodotti (Snam) per la costruzione e l'esercizio dei metanodotti e la distribuzione e vendita del gas.

Negli anni del secondo conflitto mondiale, il metano diventa una forma di energia fondamentale, e parte delle risorse, oltre che all'industria bellica, vanno alla costruzione di nuovi metanodotti. Come visto precedentemente, tra gli anni 60 e 80 abbiamo uno sviluppo capillare della rete di trasporto e quella di distribuzione. Nel 1983 Snam realizza il Trasmed, che ai tempi era il gasdotto dei record, perché è riuscito a collegare Algeria e Italia attraverso il mediterraneo.

Nel 2001, in base alla direttiva europea per la liberalizzazione del mercato del gas, Snam scorporò le attività non legate al trasporto del gas e prese il nome di Snam Rete Gas. Nello stesso anno entrò in borsa e dal 2002 fece parte dell'indice S&P/MIB.

Nel 2001 inoltre Snam fonda Gnl Italia, con lo scopo di gestire le attività di rigassificazione di gas naturale liquefatto.

Il 1° luglio l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas approva, con la Delibera 75/03, il Codice di Rete di Snam Rete Gas che definisce l'insieme delle regole per l'accesso e l'utilizzo da parte degli utenti del servizio di trasporto del gas. Il 1° ottobre viene inoltre avviato sul sito internet di Snam Rete Gas il "Punto di Scambio Virtuale", presso il quale i clienti possono effettuare transazioni bilaterali di compravendita di gas a frequenza giornaliera. A questo punto comincia ad essere inquadrato, il sistema che verrà sfruttato dalla norma 312/2014.

Nel 2000 il legislatore recepisce nell'ordinamento italiano la Prima direttiva europea (la 98/30/CE) per la liberalizzazione del mercato del gas e decide per la separazione societaria delle attività di trasporto e dispacciamento da tutte le altre, come ad esempio l'approvvigionamento e la vendita.

Nel 2009 Snam Rete Gas acquisisce da Eni il 100% di Stogit e di Italgas per complessivi 4.509 milioni di euro. L'operazione dà vita a un nuovo gruppo che rappresenta un operatore integrato di assoluta rilevanza nelle attività regolate del settore del gas, al primo posto nell'Europa continentale per dimensione del capitale investito a fini regolatori o RAB (regulated asset base).

Nel 2012 La Società modifica la propria denominazione sociale da Snam Rete Gas in Snam e conferisce il ramo d'azienda trasporto, dispacciamento, telecontrollo e misura del gas a una nuova società che, data la notorietà del marchio associato al principale operatore nazionale del settore, prende il nome di Snam Rete Gas.

Snam assume quindi la qualità di società Corporate che controlla al 100% le quattro società operative focalizzate sulla gestione e sviluppo dei rispettivi business, mentre la nuova società di trasporto si configura come Independent Transmission Operator, secondo quanto previsto dal recepimento in ambito nazionale del Terzo Pacchetto Energia dell'Unione europea. Questa direttiva prevede, inoltre, che il gruppo Snam adotti politiche di comunicazione tali da non ingenerare confusione con l'identità dell'impresa verticalmente integrata. Nasce sotto questi presupposti il nuovo marchio Snam, frutto della rielaborazione dello storico logo degli anni '40, che valorizza il ruolo strategico della Società

anche in vista dei programmi di futuro sviluppo e crescita, recuperandone i tratti originari e l'universo valoriale di riferimento.

L'anno successivo Cassa Depositi e Prestiti perfeziona la separazione tra Snam ed Eni, in cui quest'ultima partecipa nel capitale di Snam al 30% meno un'azione del capitale votante. Come effetto Snam non è più soggetta al controllo e al coordinamento di Eni ed opera in regime di separazione proprietaria (secondo quanto stabilito dalle direttive europee, poi attuate con il DPCM 25 maggio 2012).

A questo punto Snam si rende partecipe di una integrazione trasversale tra le reti di trasporto, partecipando economicamente all'acquisto di reti di trasmissione di altre nazioni europee. Nel 2013 il Consorzio costituito da Snam (45%), dal fondo sovrano di Singapore GIC (35%) e da EDF (20%) completa l'acquisizione da Total di TIGF (Transport et Infrastructures Gaz France), società attiva nel trasporto e nello stoccaggio di gas naturale nel Sud Ovest della Francia. Nel dicembre 2014 Snam rileva da CDP Gas S.r.l. l'84,47% (pari all'89,22% dei diritti economici) di Trans Austria Gasleitung GmbH (TAG), società proprietaria dei diritti del gasdotto che collega la Russia all'Italia: l'operazione è parte della strategia per lo sviluppo del corridoio energetico europeo Est-Ovest, nell'ottica di una sempre maggiore integrazione delle reti continentali. Quest'ultimo va a confermare il ruolo di Snam e dell'Italia nei corridoi trasversali nord-sud, est-ovest che attraversano l'Unione Europea. Il tratto Nord-Sud viene ratificato con un memorandum tra Snam e Fluxys (partner belga del trasporto del gas) che sancisce l'intesa per lo sviluppo e la commercializzazione di flussi bidirezionali sull'asse, appunto, Nord-Sud.

Nel 2015 Snam perfeziona l'acquisizione della quota del 20 per cento della *TAP (Trans Adriatic Pipeline)* che si occupa di costruire un gasdotto che collega i confini della turchia a Grecia e Italia che consentirà il trasporto del gas prodotto dai giacimenti in Azerbaijan. Un tale tipo di intervento consente un rafforzamento della sicurezza e la diversificazione degli approvvigionamenti e una maggiore competitività tra le fonti, a beneficio del sistema gas europeo. La Commissione Europea, il Parlamento e il Consiglio hanno assegnato a TAP lo status di *Progetto di Interesse Comune* in quanto funzionale all'apertura del Corridoio Meridionale del Gas e **uno dei 12 cosiddetti corridoi energetici**, reputati prioritari dall'Unione europea per il conseguimento degli obiettivi di politica energetica.

Infine, ultimo grande step per Snam, è la separazione da Italgas. Il 1 agosto, il Consiglio di Amministrazione di Snam ha presentato il progetto di separazione delle attività relative alla distribuzione cittadina del gas in Italia, settore in cui è attiva Italgas con le sue Controllate e Consociate, da quelle relative al trasporto e dispacciamento, alla rigassificazione e allo stoccaggio di gas in Italia e all'estero.

Oggi Snam è una holding che controlla interamente:

- Snam Rete Gas S.p.A. che progetta, realizza e gestisce le infrastrutture per il trasporto del gas;
- Gnl Italia S.p.A., che è il principale operatore di rigassificazione del gas naturale liquefatto in Italia (era l'unico fino all'entrata in esercizio del rigassificatore di Rovigo);
- STOGIT S.p.A., che si occupa di stoccaggio del gas naturale;

Più avanti vedremo come nonostante Snam possieda la società più importante di stoccaggio, il privilegio di poterlo usare per il bilanciamento operativo durante il giorno gas, probabilmente sarà concesso fino alla fine del seguente anno termico (fino al 30 settembre 2017). Con un confronto con l'Autorità tra utenti e Snam, gli utenti si sono espressi contrari a inserire Snam nella compravendita di materia prima. Secondo l'impresa di trasporto invece, sono necessari per fini operativi e per la sicurezza del sistema di trasporto. Inoltre gli stoccaggi sono solo per bilanciamenti fisici, mentre

perché Snam possa accedere alla compravendita deve accedere al mercato pb-gas, attivato in particolari condizioni che vedremo nei capitoli successivi.

3. Contesto normativo precedente

Il settore del gas naturale in Europa è sempre stato fortemente regolamentato. Tuttavia alla fine degli anni '90 con la direttiva 98/30/CE sono state introdotte nuove regole, per guidare il settore in questione verso una più ampia liberalizzazione.

I passaggi più importanti sono:

- liberalizzazione e concorrenza nelle attività di importazione;
- regolamentazione delle attività di trasporto stoccaggio e distribuzione in modo che tali servizi siano resi a terzi a tariffe regolamentate a parità di condizioni;
- separazione societaria delle attività di trasporto dal resto delle attività;
- separazione societaria delle attività di distribuzione dal resto delle attività;
- accesso alle reti di distribuzione e stoccaggio a condizioni trasparenti e non discriminatorie, a favore dei clienti che ne facciano richiesta.

Questa direttiva viene attuata in Italia con il decreto legislativo 164/2000 noto come *decreto Letta* ha stabilito che sono completamente libere le attività di importazione, trasporto e dispacciamento, distribuzione e vendita di gas naturale.

L'attività di vendita è incompatibile con quella di trasporto o distribuzione: viene individuata nel cliente grossista la persona fisica o giuridica che acquista e vende gas. I clienti idonei erano stati individuati nelle imprese produttrici di energia elettrica e in quelle che acquistano il gas per la cogenerazione di energia elettrica e calore, indipendentemente dalla soglia di consumo. Per le altre imprese era stata fissata una soglia di acquisto pari a **200.000 Smc/anno**. A decorrere dal 1° gennaio 2003 tutti i clienti sono idonei, per cui anche gli utenti domestici possono scegliersi il fornitore che offre le condizioni più convenienti.

Il decreto attribuisce anche ruoli e responsabilità rilevanti al Ministero dell'Industria (oggi dello Sviluppo Economico) e all'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas.

Il Ministero ha il compito di stabilire le linee guida strategiche e di garantire la sicurezza e lo sviluppo economico del settore.

L'Autorità invece è un organo indipendente operativo dal 1997, appositamente preposto per la regolamentazione dei mercati nazionali dell'energia elettrica e del gas naturale. Tra le varie sue funzioni vi sono quello di determinare l'aggiornamento delle tariffe, così come le regole per l'accesso alle infrastrutture e per l'erogazione dei servizi relativi alle attività di trasporto, di rigassificazione e di stoccaggio; di fatto ha la funzione di favorire lo sviluppo di mercati concorrenziali nelle filiere elettriche, del gas naturale principalmente tramite la regolazione tariffaria, dell'accesso alle reti, del funzionamento dei mercati e la tutela degli utenti finali.

In seguito alla decisioni del 1996 e del 1998 dell'Unione europea di liberalizzare (con il decreto suddetto) il settore dell'energia elettrica e quello del gas naturale, sostituendo di fatto i monopoli presenti nella maggior parte dei paesi aderenti all'Unione, ha assunto il ruolo di soggetto regolatore dei mercati liberalizzati.

Successivamente nel 2003 è stata emanata una nuova direttiva sul mercato interno del gas naturale, la 2003/55/CE che abroga la precedente 98/30/CE. Con la legge 239 del 23 agosto 2004 ne ha recepito alcune disposizioni legge sul «Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia»

4. Modifica UE 312/2014

Nel mercato del gas, ci si è trovati nelle condizioni di dover modificare la regolamentazione. **In particolare dopo la crisi finanziaria del 2008/2009 la domanda di materia prima da parte degli utenti finali ha subito una forte contrazione** come visto nel capitolo 2.

Questo ha comportato un ripensamento delle strategie dei contratti di acquisto della materia prima e un conseguente adeguamento normativo.

L'obiettivo principale, come precedentemente visto, sin dagli anni 2000 è quella di una maggiore liberalizzazione del mercato per **rendere più competitivo, e aumentare la sicurezza degli approvvigionamenti a livello comunitario.**

Con la riforma strutturale, i legislatori hanno potuto ottenere anche una regolamentazione uniforme per tutti gli stati membri con enormi vantaggi di gestione dell'intero sistema europeo.

Per alcuni stati membri è tuttavia stata concessa una deroga per via di condizioni particolari, a norma dell'articolo 49 della direttiva 2009/73/CE.

Questo articolo riguarda i mercati emergenti ed isolati.

Per gli stati membri non collegati direttamente al sistema interconnesso di un altro Stato membro e che hanno un solo fornitore esterno principale possono derogare agli articoli 4, 9, 37 e/o 38, considerando fornitore principale un'impresa fornitrice che abbia una quota di mercato superiore al 75 %. Una tale deroga scade automaticamente nel momento in cui non è più applicabile almeno una delle condizioni di cui al presente comma. In questa descrizione rientrano *Cipro, ed Estonia, Lettonia e Finlandia*; negli ultimi si deroga poiché questi stati non sono collegati ad altri stati membri diversi da Estonia, Lituania, Lettonia e Finlandia.

Mentre l'unico stato membro ad avere un mercato considerato emergente è Cipro. Per non essere più considerati emergenti bisogna avere un'apertura del mercato pari ad almeno il 33% del consumo totale annuo di gas del mercato nazionale. Al momento del raggiungimento di tale quota scade la deroga riguardante la definizione di mercato emergente.

Infine la Commissione può concedere la deroga di alcuni articoli ad uno stato qualora l'applicazione della direttiva rischi di provocare problemi in una zona geograficamente circoscritta di uno stato.

La deroga viene concessa tenendo conto di questi criteri:

- necessità di investimenti in infrastrutture che non sarebbe economico effettuare in un contesto di mercato concorrenziale;
- entità e prospettive di ritorno degli investimenti necessari;
- dimensioni e grado di sviluppo del sistema del gas nella zona interessata;
- prospettive del mercato del gas in questione;
- dimensioni e caratteristiche geografiche della zona o della regione interessata, e fattori socioeconomici e demografici.

Altra eccezione per Cipro, Lussemburgo e Malta è che non si applica la separazione dei sistemi di trasporto e dei gestori dei sistemi di trasporto.

Ultima eccezione è per la Grecia, che può derogare vari articoli della direttiva 2009/73/CE per le zone geografiche e con i tempi indicati nelle licenze che ha rilasciato prima del 15 marzo 2002.

4.1 Principi

In questa parte verranno prese in considerazione ed analizzate le **linee guida** che hanno indirizzato la modifica del regolamento del mercato del gas.

Le linee guida vengono principalmente definite dal regolamento 312/2014 che viene imposto a tutti gli stati membri dell'Unione Europea. **Ogni stato membro avrà poi la possibilità di attuare il regolamento adattandolo al proprio mercato previa autorizzazione dell'autorità competente; sarà tuttavia necessario non contraddire il 312/2014.**

Nel primo articolo, vengono descritte le varie motivazioni che hanno portato alla modifica sostanziale del mercato:

Il completamento urgente di un mercato interno dell'energia pienamente operativo e interconnesso che contribuisca ad assicurare l'approvvigionamento di energia a prezzi ragionevoli ed in maniera sostenibile per l'economia dell'Unione è fondamentale al fine di accrescere la competitività e garantire che tutti i consumatori possano acquistare energia ai prezzi più convenienti.

Per poter procedere verso una maggiore integrazione del mercato, è importante che le norme in materia di bilanciamento del gas nelle reti di trasporto agevolino gli scambi del gas tra le zone di bilanciamento migliorando così lo sviluppo della liquidità del mercato. Pertanto il presente regolamento stabilisce norme armonizzate a livello dell'Unione relative al bilanciamento che hanno l'obiettivo di fornire agli utenti della rete la certezza di poter gestire le loro posizioni di bilanciamento in diverse zone di bilanciamento in tutta l'Unione in un modo non discriminatorio ed efficiente dal punto di vista dei costi.

Il presente regolamento sostiene lo sviluppo di un mercato del gas all'ingrosso di breve termine concorrenziale nell'Unione europea che offra disponibilità di flessibilità nella fornitura del gas, indipendentemente dalla fonte, ai fini dell'acquisto e della vendita tramite i meccanismi di mercato, in modo che gli utenti della rete possano bilanciare i loro portafogli in modo efficiente e il gestore del sistema di trasporto possa utilizzare tale flessibilità nel bilanciare la rete di trasporto.

Il regolamento (CE) n. 715/2009 stabilisce norme non discriminatorie per le condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas naturale al fine di garantire il corretto funzionamento del mercato interno del gas. Le norme di bilanciamento basate sul mercato incentivano finanziariamente gli utenti della rete ad equilibrare i loro portafogli di bilanciamento attraverso oneri di sbilancio commisurati ai costi.

*Spetta agli utenti della rete la responsabilità di bilanciare le loro immissioni con i loro prelievi in conformità alle norme di bilanciamento volte a promuovere un mercato del gas all'ingrosso di breve termine, mediante piattaforme di scambio istituite per agevolare gli scambi di gas tra gli utenti della rete e i gestori del sistema di trasporto. I gestori del sistema di trasporto provvedono all'eventuale bilanciamento residuo delle reti di trasporto che possa rivelarsi necessario. A tal fine, i gestori del sistema di trasporto seguono l'ordine di merito. L'ordine di merito è strutturato in modo tale che i gestori del sistema di trasporto reperiranno il gas effettuando considerazioni di carattere sia operativo sia economico, utilizzando prodotti che possono essere erogati dalla più ampia gamma possibile di fonti, compresi i prodotti provenienti da impianti di GNL e di stoccaggio. **È opportuno che i gestori del sistema di trasporto abbiano come obiettivo di ottimizzare il loro fabbisogno di bilanciamento del gas mediante la compravendita di prodotti standardizzati di breve termine sul mercato del gas all'ingrosso di breve termine.***

Al fine di consentire agli utenti della rete di bilanciare i loro portafogli di bilanciamento il presente regolamento fissa inoltre requisiti minimi per la trasmissione di informazioni per attuare un sistema di bilanciamento basato sul mercato. I flussi di informazioni definiti nell'ambito del presente regolamento mirano pertanto a sostenere il sistema di bilanciamento giornaliero e a costituire un insieme di informazioni allo scopo di aiutare l'utente della rete a gestire i propri rischi e le proprie opportunità in modo efficiente in termini di costi.

In aggiunta alla protezione delle informazioni commercialmente sensibili, a norma del presente regolamento è opportuno che i gestori della rete di trasporto mantengano la riservatezza delle informazioni e dei dati loro trasmessi ai fini dell'attuazione del presente regolamento e non rivelino a terzi alcuna delle suddette informazioni e dei suddetti dati o parte di essi eccetto se e nella misura in cui siano legittimamente autorizzati a farlo.

L'obiettivo è la liberalizzazione più totale del mercato e di coinvolgere tutte le componenti del mercato per la riduzione dei costi. Si parte dalla componente principale, ovvero la materia prima, per poi passare a tutti gli altri fattori che svolgono attività all'interno del mercato come il sistema di trasporto e gli stoccaggi.

Dunque vediamo come nelle prime parole che il regolamento spende per descrivere i motivi dell'attuazione, si sposta l'attenzione su questioni chiave come approvvigionamento ed economicità del sistema, sia in termini di prezzi dell'energia, sia come costi operativi dell'intero sistema di bilanciamento.

Come si può vedere dall'immagine sottostante, la differenza tra il sistema precedente del mercato del gas (simile a quello giapponese) e quello americano è notevole. Considerando il sistema americano, un sistema che ha un focus sulla liberalizzazione e una grande liquidità, l'Unione ha deciso di avvicinare i propri mercati a quella tipologia, ottenendo in maniera abbastanza rapida una diminuzione considerevole del costo per MWh del gas. Tuttavia, come si è visto nel capitolo 2 è utile ricordare, che molto frequentemente nei vari stati membri si sono stipulati contratti a lungo termine con fornitori (Russia in particolare) ventennali o trentennali. Tali contratti fissano un prezzo oltre che ad una quantità minima di acquisto; vincoli divenuti scomodi dopo la recente diminuzione della domanda, come già visto nel capitolo 3 storia del mercato del Gas.

Contratti così lunghi sono stati stipulati quando la domanda del gas era in continua crescita, e si prevedeva che tale domanda sarebbe cresciuta con lo stesso trend per parecchi anni. Il mercato inoltre era stabile, e la concorrenza era poca, senza contare che senza la tecnologia a GNL il mercato del gas non era spostato su una globalizzazione molto spinta. Con questi presupposti aveva dunque senso garantire gas per lunghi periodi di tempo a prezzi convenienti

Per diminuire la componente del prezzo del gas, oltre che ad agire sulle regole del mercato per favorire maggiore scambio di risorse nella Piattaforma di scambio, bisogna anche concentrarsi sul **favorire fonti alternative di gas**, come il Gnl. In Italia sono presenti infatti 3 impianti: il primo è di tipo offshore e si trova nei pressi del largo di **Rovigo**, in Veneto, ed ha una capacità da **8 miliardi di metri cubi** l'anno, il secondo rigassificatore attivo è situato nei pressi di **Panigaglia**, con capacità di **2 miliardi di metri cubi**. Infine il terzo attivo è l'impianto di **Livorno**, un impianto Offshore che ha una capacità di **4 miliardi di metri cubi** annui. La capacità potenziale totale dei tre impianti in funzione è dunque di 14 miliardi di metri cubi.

Ci sono poi due progetti abbandonati, entrambi situati in Sicilia che non sono mai stati portati a compimento. Il primo, situato a Porto Empedocle abbandonato, a detta di Francesco Starace a.d. di Enel, poiché inserito in un contesto di riorganizzazione degli investimenti aziendali, nonostante le autorizzazioni fossero già state approvate. Il secondo, situato a Priolo Gargallo, fortemente osteggiato dalle amministrazioni locali, finché il consorzio che aveva commissionato i lavori non ha rinunciato a causa dei continui rinvii di decisione da parte della regione Sicilia.

Ci sono molti progetti di rigassificatori che sono stati approvati. Sono 4 per una capacità complessiva di 28 miliardi di metri cubi. Sono:

- Gioia Tauro (RC) con capacità 12 miliardi di metri cubi annui;
- Zaule (TS) con capacità 8 miliardi di metri cubi annui;
- Capobianco (BR) con capacità 8 miliardi di metri cubi annui.

Infine ci sono in progetto altri 5 rigassificatori: Ravenna (8Gm³), Taranto (8Gm³), Monfalcone/Grado (8Gm³), Rosignano (8Gm³) probabilmente escluso dall'approvazione definitiva per via del vicino rigassificatore di Livorno ed infine Porto Recanati. Quest'ultimo sarà composto da una nave rigassificatrice posta a 34 km dalla costa; tale distanza permetterà alla curvatura terrestre di tenere nascosta la nave da un osservatore posto sulla spiaggia. Tale rigassificatore avrà una capacità di 5 Gm³.

La capacità totale dei rigassificatori in progetto è di 37 Gm³, contando inoltre i 28 Gm³ si arriva a coprire sostanzialmente l'intera domanda Italiana. Non sembra una politica sostenibile in quanto non c'è una forte crescita della domanda, senza contare che sono state portate a termine importanti infrastrutture per il gas di recente (TAP per fare un esempio, che ha una capacità di 8Gm³ che può

essere portata a 20 con l'aggiunta di una linea tra Grecia ed Italia). L'unica motivazione sarebbe quella di trasformare l'Italia nell'hub del gas europeo, rendendo inoltre non vincolante la fonte del gas, dato che con il GNL si può importare da qualsiasi paese, anche se molti esprimono le loro perplessità a proposito dell'hub.

All'interno del nuovo regolamento, si vede come gli impianti di rigassificazione all'interno del mercato sono visti come normali utenti, ma che ovviamente mettono a disposizione nella piattaforma di scambio quantità di gas, che poi una volta acquistate saranno affidate al trasportatore e consegnate all'utente finale.

Un'altra componente che può avere un ruolo nella determinazione del prezzo è la componente di stoccaggio. Le società che gestiscono gli impianti di stoccaggio operano nel mercato come normali utenti.

Infine ci sono i costi di trasporto. Per questi, il regolamento fa enormi passi in avanti rispetto alla situazione precedente. Questo punto è uno dei focus maggiori su cui i vari articoli si soffermano. Il principio guida, è quello di mantenere la rete di trasporto in equilibrio e nei limiti operativi più convenienti per l'intero sistema. Per tale motivo, vengono introdotti varie tipologie di obbligo sia per gli utenti che per l'impresa maggiore di trasporto.

Gli utenti sono incentivati a rimanere bilanciati con il loro portafoglio gas, e ad arrivare alla fine del giorno gas perfettamente bilanciati. Se l'utente non porta a termine tale compito, significa che nella rete di trasporto è presente un ammontare di gas maggiore o minore rispetto a quello previsto seguendo le transazioni della piattaforma di scambio virtuale. Per disincentivare questi comportamenti si introducono delle penali descritte nel dettaglio nel capitolo 5 e 6. Inoltre, seguendo gli stessi principi, l'impresa maggiore di trasporto può fare richiesta all'autorità di introdurre speciali obblighi chiamati "*small adjustment*" con i quali si incentiva l'utente a mantenere il sistema nei limiti operativi stabiliti dall'impresa di trasporto. Questi tuttavia sono detti piccoli aggiustamenti perché **non possono superare il 10% del costo totale del quantitativo di gas.**

Secondo il regolamento dunque gli utenti di rete hanno la responsabilità di bilanciare i loro portafogli in modo da minimizzare la necessità dell'operatore del sistema di trasporto di intraprendere azioni di bilanciamento. Inoltre, le norme di bilanciamento, tengono conto delle risorse disponibili per i gestori del sistema di trasporto e incentivano gli utenti a bilanciare.

La parte analitica verrà descritta in seguito, man mano che viene affrontata la norma.

Infine nella premessa vengono spese alcune parole sulla liberalizzazione del mercato in sé. Con il nuovo sistema, **non si vuole ostacolare in alcun modo l'ingresso di nuovi utenti all'interno del mercato**, così facendo si garantisce una maggiore concorrenza, che porta con sé un grande vantaggio in termini di diminuzione del prezzo del gas. Nelle righe precedenti si vede anche come l'Unione voglia di fatto permettere a qualsiasi utente di poter operare **anche in mercati di altre nazioni**, creando un contesto normativo armonizzato tra i vari stati membri. Di fatto se un utente diventa particolarmente bravo con questo regolamento, non si vuole che esso sia limitato al mercato nazionale della nazione di partenza, ma che possa espandersi in altri mercati. Se si è capaci di operare in maniera ottimizzata rispetto agli altri, si eviteranno le penalità sul prezzo dell'energia, evitando qualsiasi sovrapprezzo rispetto al prezzo della materia prima, avendo un vantaggio economico rispetto agli utenti concorrenti.

4.2 Campo di applicazione

Il campo di applicazione di questo regolamento è solamente all'interno dell'Unione Europea. Vengono escluse le zone di bilanciamento situate negli stati membri che beneficiano di una deroga a norma dell'articolo 49 della direttiva 2009/73/CE.

Importante in questo articolo è il paragrafo 4:

“Il presente regolamento non si applica in situazioni di emergenza, quando il gestore del sistema di trasporto attua misure specifiche definite in virtù delle norme nazionali applicabili e sulla base del regolamento (UE) n. 994/2010 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 20 ottobre 2010, concernente misure volte a garantire la sicurezza dell’approvvigionamento di gas, se del caso.”

Di fatto quindi è da tenere presente che questo regolamento viene messo in secondo piano quando si hanno situazioni di emergenza. Secondo il regolamento 994/2010, esso viene applicato quando il mercato non sia più in grado di fornire il necessario approvvigionamento di gas, e prevedendo una chiara definizione e attribuzione delle responsabilità fra le imprese di gas naturale, gli Stati membri e l’Unione per quanto riguarda l’azione preventiva e la reazione ad interruzioni concrete dell’approvvigionamento. La messa in atto di questo regolamento verrà studiata nei successivi capitoli nel dettaglio.

Riportiamo di seguito alcune definizioni che torneranno utili in seguito, contenute nell’articolo 3:

“«piattaforma di scambio», piattaforma elettronica fornita e gestita da un gestore della piattaforma di scambio attraverso cui le controparti possono presentare e accettare, con diritto di modifica e cancellazione, offerte di vendita e di acquisto per il gas necessario a far fronte alle fluttuazioni di breve termine della domanda o dell’offerta di gas, conformemente ai termini e alle condizioni applicabili alla piattaforma di scambio e che il gestore del sistema di trasporto è tenuto ad osservare nell’intraprendere azioni di bilanciamento.”

“«onere di sbilancio giornaliero», importo che un utente della rete paga o riceve in relazione ad un quantitativo di sbilancio giornaliero.”

“«obbligo infragiornaliero», insieme di norme relative alle immissioni e ai prelievi infragiornalieri effettuati dagli utenti della rete imposte da un gestore di sistema di trasporto agli utenti della rete.”

“«Giorno - gas» è il periodo di 24 ore consecutive che inizia alle 06:00 di ciascun giorno di calendario e termina alle 06:00 del giorno di calendario successivo.”

4.3 Regole di bilanciamento

Partiamo dalle regole base, dettate dagli scambi nella piattaforma di scambio virtuale.

Una volta avvenuto lo scambio, il trasferimento di gas reale tra due portafogli di bilanciamento avviene tramite una notifica di acquisto o vendita presentate al gestore di sistema per il giorno gas.

Tale notifica di scambio deve contenere almeno le seguenti informazioni:

- giorno gas al quale è riferito;
- l’identificazione dei portafogli di bilanciamento tra i quali è avvenuto lo scambio;
- se è un acquisto o una vendita
- quantitativo notificato in kWh/g per un quantitativo notificato su base giornaliera o in kWh/h per un quantitativo notificato su base oraria, come richiesto dal gestore del sistema di trasporto.

Le disposizioni per il gestore del sistema sono di mantenere il sistema entro i limiti operativi. Se è necessario cambiare la posizione di linepack (ovvero lo sfruttamento delle condutture come stoccaggio di gas; la posizione diversa di *linepack* si riferisce ad una pressione, e una conseguente quantità di gas, diversa dallo stato iniziale del tratto di linea), questo deve essere fatto coerentemente con il funzionamento economico ed efficiente della rete di trasporto. Per fare questo, data l’inerzia del sistema differente ad esempio da una rete elettrica, ci si basa su stime e previsioni per ogni zona di

bilanciamento. Le stime da tenere in considerazione sono quelle del gestore del sistema di trasporto relative alla domanda di gas nel corso e al termine del giorno gas in base ai dati storici e ad algoritmi di previsione, e quelle dovute alle nomine (ovvero i quantitativi di gas che sono previsti dall'utente che li richiede), allocazioni e flussi di gas misurati. Ultimo parametro sono le pressioni del gas nella rete di trasporto.

Il gestore, può intraprendere azioni di bilanciamento mediante la compravendita di prodotti standardizzati di breve termine, tuttavia viene imposto al gestore che queste azioni siano intraprese in maniera non discriminatoria e ancora una volta, bisogna tenere conto dell'obbligo dell'operatore del sistema di mantenere la rete in una condizione di funzionamento economico ed efficiente.

4.4 Prodotti scambiabili nella piattaforma di scambio

L'articolo 7 del regolamento, si sofferma sulla definizione dei *prodotti standardizzati di breve termine*. Questi sono scambiati per consegna su base infragiornaliera o su base day-ahead, scambiabili tutti i giorni della settimana, in conformità alle norme applicabili della piattaforma di scambio definite tra gestore della piattaforma e gestore del sistema di trasporto.

Sul mercato del bilanciamento sono scambiati prevalentemente *STSP (Prodotti standard di breve periodo)* di tipo *title*. Un prodotto *title* è uno scambio di titolarità di gas che modifica solo l'equazione di bilancio dell'utente controparte della cessione, il quale decide come dare esecuzione allo scambio: ricorrendo a mezzi propri (cioè modificando fisicamente i flussi delle immissioni o dei prelievi) oppure comprando o vendendo un altro prodotto *title*. Perché uno scambio sia di tipo *title*, le sue controparti devono avere notifiche di vendita e acquisto corrispondenti. Se la notifica del quantitativo è su base oraria, esso si applica come valore forfettario a tutte le ore rimanenti del giorno gas a decorrere da un determinato orario d'inizio ed è uguale a zero per tutte le ore precedenti tale orario.

La seconda tipologia prodotti scambiabili sono i prodotti *locational* sono quelli che, per mantenere la rete in equilibrio, prevedono la modifica dei flussi di gas in uno specifico punto di entry o di exit a partire da un certo momento del giorno gas. Con questo tipo di prodotti, è il gestore del sistema di trasporto che determina i punti di entrata-uscita o i relativi raggruppamenti che possono essere utilizzati, inoltre devono rispettare le condizioni dei prodotti *title*. La controparte che propone lo scambio modifica il quantitativo di gas da immettere nella rete di trasporto o prelevare dalla stessa nel punto specifico di entrata o uscita, per un quantitativo pari al quantitativo notificato e fornisce prova al gestore del sistema di trasporto che il quantitativo è stato modificato di conseguenza.

La terza tipologia di prodotto che può essere scambiato è il prodotto *temporal*. Tali tipi di prodotto sono quelli che, per mantenere la rete in equilibrio, prevedono la modifica dei flussi di gas in un certo periodo del giorno gas. Anche qui si devono soddisfare le condizioni delle notifiche di scambio affrontate precedente per i prodotti *title*. Inoltre il quantitativo di gas notificato, su base oraria è applicato alle ore del giorno gas a decorrere da un determinato orario di inizio fino a un determinato termine ed è pari a zero per tutte le ore precedenti l'orario d'inizio e per tutte le ore successive al termine.

Ultimo tipo di prodotti standardizzati è il prodotto *temporal locational*. Questo tipo di prodotti rispettano le condizioni dei prodotti *temporal* e dei prodotti *locational*. Sono quei prodotti che, per mantenere la rete in equilibrio, prevedono la modifica dei flussi di gas in uno specifico punto di entry o di exit in un certo periodo del giorno gas.

Nel determinare i prodotti standardizzati di breve termine, i gestori del sistema di trasporto delle zone di bilanciamento adiacenti cooperano per determinare i prodotti pertinenti. Ciascun gestore del sistema di trasporto informa, senza ritardi indebiti, i gestori della piattaforma di scambio pertinente del risultato di tale cooperazione.

Il Codice di Rete prevede che ai fini del bilanciamento siano scambiati tra operatori (ed eventualmente con TSO) i prodotti di breve termine standardizzati così denominati: *Title Products*, *Locational Products*, *Temporal Products* e *Temporal Locational Products*. Il Codice di Rete prevede anche un ranking dei prodotti in base all'ordine del precedente elenco, ossia il TSO (*Transmission System Operator*, ovvero l'impresa di trasporto) non deve, per esempio, acquistare o vendere i prodotti *Locational* se può bilanciare la rete anche con prodotti *Title*.

In particolare nell'articolo 9, dove si parla di *Ordine di merito*, si prevede l'utilizzo dei prodotti standardizzati di breve termine quando con i prodotti *title* non si riesce a tenere bilanciata la rete, e quindi si ha la necessità di modificare i flussi di gas con *Temporal*, *Locational* o *Temporal Locational*. Se anche i prodotti standardizzati di breve termine non sono in grado di tenere la rete bilanciata e nei suoi limiti operativi, si ricorre all'utilizzo dei servizi di bilanciamento (paragrafo successivo).

Il gestore deve tenere conto nella procedura, dei costi che si vengono a creare a seconda degli strumenti che vengono utilizzati per tenere la rete nei limiti operativi, con l'obiettivo di minimizzare i costi di funzionamento dell'intera rete di trasporto.

Inoltre nel corso dello scambio di prodotti standardizzati di breve termine, si privilegia l'uso dei prodotti infragiornalieri rispetto ai prodotti *day-ahead*, ove necessario e nella misura adeguata.

Il gestore del sistema di trasporto può ottenere l'autorizzazione dall'autorità nazionale di regolamentazione di effettuare scambi all'interno di una zona di bilanciamento adiacente e trasportare il gas verso e da tale zona di bilanciamento in alternativa allo scambio di prodotti *title* e/o prodotti *locational* nella propria zona o nelle proprie zone di bilanciamento. L'ottica con cui l'autorità concede la concessione è sempre quella di minimizzare i costi operativi della rete. In questo caso, come per i servizi di bilanciamento le condizioni applicabili sono riesaminate annualmente dal gestore del sistema di trasporto e dall'autorità nazionale di regolamentazione. L'uso di tale azione di bilanciamento non limita l'accesso e l'uso, da parte degli utenti della rete, di capacità nel punto di interconnessione in questione.

Il gestore è obbligato dal regolamento a pubblicare annualmente le informazioni relative ai costi, alla frequenza e alla quantità delle azioni di bilanciamento giornaliere.

4.5 Servizi di bilanciamento

Nel caso in cui i prodotti di breve termine standard non fossero sufficienti per rispondere alle fluttuazioni a breve termine della domanda o dell'offerta del gas, il gestore del servizio di trasporto può richiedere la fornitura di un servizio di bilanciamento. La norma definisce «*servizio di bilanciamento*», un servizio fornito ad un gestore di sistema di trasporto attraverso un contratto di fornitura di gas necessario a far fronte alle fluttuazioni di breve termine della domanda o dell'offerta di gas, che non è un prodotto di breve termine standard.

Nell'acquistare questi servizi il gestore del sistema di trasporto deve tenere conto almeno dei seguenti elementi:

- modalità con le quali i servizi suddetti mantengono la rete nei suoi limiti operativi;
- i tempi di reazione dei servizi di bilanciamento rispetto ai tempi di reazione di qualsiasi prodotto standardizzato di breve termine.
- il costo stimato dell'acquisto e dell'uso di servizi di bilanciamento rispetto al costo stimato dell'uso di qualsiasi prodotto standardizzato di breve termine disponibile;
- l'area in cui il gas deve essere immesso;
- i requisiti di qualità del gestore del sistema di trasporto;

- in quale misura l'acquisto e l'uso di servizi di bilanciamento può influire sulla liquidità del mercato del gas all'ingrosso di breve termine.

Questi tipi di servizi vengono acquistati secondo criteri di mercato attraverso una gara pubblica trasparente e non discriminatoria. In particolare, il gestore pubblica un bando di gara non ristretto, indicando l'oggetto, il campo di applicazione e le relative istruzioni per gli offerenti.

Salvo decisioni dell'autorità nazionale, la durata di un tale servizio di bilanciamento non supera un anno, e la data di inizio deve essere entro dodici mesi dal relativo impegno vincolante delle parti contraenti.

Il regolamento impone al gestore un riesame annuale dell'utilizzo dei propri servizi di bilanciamento, al fine di valutare se con semplici prodotti di breve termine si può comunque rimanere entro i limiti di trasmissione della rete e per capire se l'uso di questi servizi di bilanciamento possono essere ridotti per l'anno successivo.

Seguendo la trasparenza che in questo regolamento è una linea guida molto importante, il gestore del sistema di trasporto pubblica annualmente le informazioni riguardanti i servizi di bilanciamento acquistati e le relative spese sostenute.

Per quanto riguarda la situazione italiana il Servizio di Bilanciamento utenti è finalizzato all'offerta di capacità di stoccaggio, su base mensile e settimanale (delibera ARG/GAS 165/09).

La presentazione delle offerte di acquisto ovvero di vendita per il servizio di Bilanciamento Utenti è il Portale Capacità Stogit, dove Stogit è la società di Snam che opera nel settore dello stoccaggio del gas naturale. Con 9 giacimenti attivi, è il maggiore operatore italiano e uno dei principali in Europa. Nel loro esito delle assegnazioni di servizi di bilanciamento, si divide l'allocazione per 7/10 giorni, in cui si nota una grande capacità offerta per i mesi estivi, dove ovviamente il consumo del metano è basso, e non ci sono grandi fluttuazioni durante la giornata, mentre una capacità offerta nei mesi invernali che rasenta lo zero.

4.6 Piattaforma di scambio

Ai fini dell'approvvigionamento di prodotti standardizzati di breve termine, il gestore del sistema di trasporto effettua gli scambi su una piattaforma di scambio che soddisfa tutti i seguenti criteri:

- Fornisce un sostegno sufficiente per tutto il giorno gas sia agli scambi tra gli utenti della rete, sia ai gestori del sistema di trasporto per intraprendere adeguate azioni di bilanciamento mediante lo scambio di prodotti standardizzati di breve termine adeguati;
- accesso trasparente e non discriminatorio;
- servizi che godono di parità di trattamento;
- anonimato degli scambi fino alla conclusione della trattazione;
- elenco dettagliato delle offerte di acquisto e vendita in corso a tutte le controparti;
- garantisce che tutti gli scambi siano debitamente notificati al gestore del sistema di trasporto.

Se non è stato in grado di garantire il rispetto dei criteri summenzionati in almeno una piattaforma di bilanciamento, il gestore del sistema di trasporto adotta le misure necessarie per l'istituzione di una piattaforma di bilanciamento o di una piattaforma di bilanciamento comune ai sensi dell'articolo 47. Nell'articolo 47 si definisce che qualora il mercato del gas all'ingrosso di breve termine abbia, o si prevede che abbia, un'insufficiente liquidità o qualora non si possano ragionevolmente reperire sul mercato i prodotti temporal o locational richiesti dal gestore del sistema di trasporto, viene istituita una piattaforma di bilanciamento ai fini del bilanciamento svolto dal gestore del sistema di trasporto. Dunque i gestori valutano la possibilità di creare una piattaforma di bilanciamento comune per le zone di bilanciamento adiacenti in un'ottica di cooperazione tra i vari gestori del sistema di trasporto interessati.

Nel caso in cui la situazione descritta nel paragrafo 1 non presenti un cambiamento sostanziale dopo un periodo di cinque anni, l'autorità nazionale di regolamentazione dopo aver presentato la modifica pertinente della relazione, può decidere di continuare la gestione della piattaforma di bilanciamento per un ulteriore periodo non superiore ai cinque anni.

Il gestore della piattaforma di scambio è obbligato a pubblicare l'andamento del prezzo marginale di acquisto e vendita, e fornisce al gestore del sistema di trasporto tali informazioni nel caso decida di pubblicarle anche lui.

4.7 Incentivi per il gestore del sistema di trasporto

In questo paragrafo, il regolamento descrive gli stimoli forniti al sistema per aumentare la liquidità nel mercato del gas.

Per questo scopo, l'autorità nazionale può incentivare il gestore del sistema del sistema di trasporto ad adottare azioni di bilanciamento in modo efficiente o ad ottimizzare l'adozione di azioni di bilanciamento tramite lo scambio di prodotti standardizzati di breve termine.

Il gestore del sistema di trasporto può sottoporre all'approvazione dell'autorità nazionale di regolamentazione un meccanismo di incentivi in linea con i principi generali del regolamento in analisi.

Il meccanismo di incentivazione segue i seguenti punti:

- si tratta di pagamenti effettuati al o dal gestore nel caso di buone/cattive prestazioni. Tali prestazioni sono misurate in riferimento a obiettivi predeterminati, i quali possono comprendere tra l'altro obiettivi di costo;
- tiene conto dei mezzi a disposizione del gestore per avere il controllo delle prestazioni;
- deve garantire il fatto che rifletta la ripartizione delle responsabilità
- viene adattato in base allo stato di sviluppo del mercato nel quale deve essere applicato;
- viene rivisto regolarmente dall'autorità nazionale, per valutare in quale misura possono essere necessarie modifiche al sistema di incentivazione.

4.8 Nomine e rinomine

I processi di nomina e rinomina, servono ad **aggiustare l'equazione di bilancio dei portafogli degli utenti.**

Devono contenere informazioni relative al punto di interconnessione dal quale si intende prelevare, direzione del flusso, orario di inizio e termine del flusso ed infine a quale giorno gas G ci si riferisce. Gli utenti hanno diritto a presentare al gestore del sistema di trasporto una nomina per il giorno G entro la scadenza prevista per le nomine del giorno gas G-1. **La scadenza per le nomine sono le ore 13:00 UTC (ora solare) del giorno gas G-1.**

Per contro il gestore tiene conto dell'ultima nomina ricevuta dall'utente pervenuta entro l'orario di scadenza, e si conferma le nomine entro le 15:00 (ora solare) del giorno G-1. Sono possibili anche cicli di pre-nomine, in ciascun lato del punto di interconnessione, ai quali gli utenti non sono però tenuti obbligatoriamente a presentare le nomine (le pre nomine si concludono alle 12 (ora solare) e entro le 12:30 devono ricevere conferma dal gestore.

In mancanza di una nomina valida trasmessa dagli utenti della rete, i gestori del sistema applicano la regola di default per le nomine, che viene definita tramite accordo tra i vari gestori per i vari punti di interconnessione. I gestori provvederanno a rendere disponibile la suddetta regola agli utenti.

Un utente della rete ha facoltà di presentare rinomine entro il periodo di tempo riservato alle rinomine che inizia immediatamente dopo la scadenza per le conferme e si conclude non prima delle tre ore

che precedono la fine del giorno gas G. Il gestore del sistema di trasporto avvia un ciclo di rinomine all'inizio di ogni ora del periodo dedicato alle rinomine.

Anche qui come prima si tiene conto dell'ultima rinomina utile, presentata entro l'ora di scadenza. Come prima il gestore conferma i quantitativi. La modifica del flusso di gas ha efficacia dopo due ore dall'inizio del ciclo di rinomine, salvo nel caso in cui l'utente richieda un'ora di inizio successiva, o il gestore autorizzi un'ora di inizio anteriore. La modifica del flusso di gas viene considerata attiva all'inizio di ogni ora.

Se in un punto di interconnessione coesistono nomine e rinomine, il gestore effettua delle consultazioni per verificare e armonizzare le nomine di entrambi i lati.

Il gestore può rifiutare nomine e rinomine da parte degli utenti nel caso in cui, oltre a problemi di orario di invio delle richieste, l'utente ecceda la capacità assegnata. Non può però rifiutare nomine e rinomine di un utente della rete solamente sulla base del fatto che le immissioni attese di tale utente non sono pari ai prelievi attesi.

Infine l'autorità nazionale di regolamentazione, se non già determinato e previa consultazione del gestore del sistema di trasporto, determina in quali punti diversi dai punti di interconnessione sono necessarie nomine e rinomine. In questo caso utenti e gestore procedono come sopra per gli orari di scadenza e le conferme.

4.9 Oneri di sbilancio giornalieri

Gli utenti della rete sono tenuti a pagare o hanno diritto di ricevere (a seconda del caso) oneri o corrispettivi di sbilancio in relazione al quantitativo del loro sbilancio giornaliero per ciascun giorno gas.

Devono essere indicati separatamente nelle fatture del gestore del sistema di trasporto destinate agli utenti della rete. Tali oneri non sono di proprietà di snam, ma sono accantonati da snam per poterli utilizzare in condizioni nelle quali si può ridurre il prezzo dello sbilanciamento in determinate zone. L'onere deve riflettere i costi e tiene conto dei prezzi associati alle azioni di bilanciamento del gestore del sistema di trasporto, se del caso, e del piccolo aggiustamento che verrà analizzato in seguito.

Metodo di calcolo degli oneri di sbilancio giornalieri.

Tale metodo di calcolo viene presentato dal gestore del sistema di trasporto all'autorità che verrà applicato nella propria zona di bilanciamento, previa approvazione dell'autorità stessa; vengono definiti in tale metodo calcolo quantitativo sbilanciato, calcolo del suo prezzo e qualsiasi altro parametro.

Quando un utente a fine del giorno gas ha una posizione sbilanciata rispetto al suo portafoglio, è tenuto a pagare o ricevere oneri o corrispettivi di sbilancio in relazione al quantitativo del loro sbilancio giornaliero per ciascun giorno gas. **Secondo il regolamento, l'onere di sbilancio giornaliero riflette i costi e tiene conto dei prezzi associati alle azioni di bilanciamento del gestore del sistema di trasporto, se del caso, e del piccolo aggiustamento.**

Per ogni giorno gas, il gestore del sistema di trasporto calcola un quantitativo di sbilancio giornaliero per ciascun portafoglio come:

$$\text{quantitativo giornaliero di sbilancio} = \text{immissioni} - \text{prelievi}$$

Tuttavia in questa equazione non si tiene conto di eccezioni:

- se è disponibile un servizio di flessibilità del linepack;

- sono in vigore misure che tengono conto del gas fornito per compensare il gas non contabilizzato come gas prelevato dal sistema per compensare perdite ed errori di misurazione o il gas utilizzato dal gestore del sistema di trasporto per il funzionamento del sistema stesso, come il gas utilizzato per gli autoconsumi (si cita ad esempio il gas usato per scaldare il flusso di gas stesso, dopo una laminazione o un'espansione per la riduzione di pressione, per passare da un sistema ad alta, ad uno a media pressione).

Tenuto conto di questi parametri che possono modificare l'equazione, se la somma delle immissioni di un utente della rete per il giorno gas è uguale alla somma dei suoi prelievi per il medesimo giorno gas, tale utente della rete è da ritenersi bilanciato.

Il prezzo applicabile al quantitativo sbilanciato è pari a:

- il prezzo marginale di vendita se il quantitativo dello sbilancio giornaliero è positivo (vale a dire quando le immissioni dell'utente della rete per il giorno gas in questione superano i prelievi per il medesimo giorno gas);
- il prezzo marginale di acquisto se il quantitativo dello sbilancio giornaliero è negativo (vale a dire quando i prelievi dell'utente della rete per il giorno gas in questione superano le immissioni per il medesimo giorno gas).

Il prezzo marginale di vendita viene determinato scegliendo il più basso tra:

- il prezzo più basso di tutte le vendite di prodotti title in cui il gestore del sistema di trasporto è coinvolto per il giorno gas;
- il prezzo medio ponderato del gas in tale giorno gas, da cui viene detratto un piccolo aggiustamento;

Il prezzo marginale di acquisto viene determinato scegliendo il più alto tra:

- il prezzo più elevato di tutti gli acquisti di prodotti title in cui il gestore del sistema di trasporto è coinvolto per il giorno gas;
- il prezzo medio ponderato del gas in tale giorno gas, a cui viene sommato un piccolo aggiustamento.

Il prezzo medio ponderato è equivalente al prezzo medio ponderato sull'energia degli scambi in prodotti title effettuati presso il punto di scambio virtuale in un giorno gas.

Nel caso in cui non sia possibile determinare il prezzo tramite i precedenti metodi di calcolo, viene definita dal gestore dei sistemi di trasporto una regola di default che compensa a questa problematica. Se l'autorità nazionale approva, possono essere presi in considerazione i prezzi dei prodotti locational al fine di determinare il prezzo marginale. Tale procedura viene proposta dal gestore del sistema di trasporto, che tiene conto della quantità di prodotti locational che viene utilizzata nella propria zona.

Piccolo aggiustamento (la parte analitica verrà vista in seguito)

Tale stratagemma, serve al gestore del sistema di trasporto per incentivare gli utenti a mantenersi bilanciati durante la giornata. Viene progettato in maniera non discriminatoria, al fine di non scoraggiare l'ingresso del mercato, e non ostacolare lo sviluppo di mercati competitivi. Tuttavia non deve avere un impatto negativo sul commercio transfrontaliero e causare un'eccessiva esposizione finanziaria degli utenti della rete.

Tale piccolo aggiustamento può differenziarsi nella determinazione del prezzo marginale di vendita acquisto. Il suo valore però non deve superare il 10 per cento del valore medio ponderato, salvo che il gestore possa giustificare un valore differente all'autorità nazionale, previa approvazione della stessa.

Sempre seguendo il ragionamento di non dover pesare troppo sull'esposizione finanziaria e per non scoraggiare l'ingresso sul mercato.

Una volta stimato il prezzo, il gestore provvede a moltiplicarlo per il quantitativo sbilanciato alla fine del giorno gas in modo tale da calcolare l'ammontare dell'onere totale di sbilanciamento.

Se il quantitativo di **sbilancio giornaliero** dell'utente della rete per il giorno gas è **positivo si considera che l'utente della rete abbia venduto al gestore del sistema di trasporto un quantitativo di gas** equivalente al quantitativo di sbilancio giornaliero e pertanto abbia il diritto di **ottenere un credito** per quanto riguarda gli oneri di sbilancio giornalieri dal gestore del sistema di trasporto.

Se il quantitativo di **sbilancio giornaliero** dell'utente della rete per il giorno gas è **negativo si considera che l'utente della rete abbia acquistato dal gestore del sistema di trasporto un quantitativo di gas** equivalente al quantitativo di sbilancio giornaliero e pertanto **sia obbligato a pagare gli oneri** di sbilancio giornalieri al gestore del sistema di trasporto.

4.10 Obblighi infragiornalieri

I seguenti obblighi vengono istituiti dal gestore del sistema di trasporto, **nell'ottica di incentivare il corretto utilizzo della rete da parte degli utenti**. Questi obblighi sono infragiornalieri dunque incentivano la posizione degli utenti durante tutta la giornata del giorno gas, e permettono di garantire l'integrità del sistema della propria rete di trasporto e ridurre al minimo la necessità di intraprendere azioni di bilanciamento.

Per permettere un tale controllo anche da parte degli utenti delle condizioni della rete, al gestore è richiesto di fornire informazioni con regolarità per controllare l'esposizione durante la giornata.

Di questi obblighi che l'operatore può inserire ne esistono di tre tipologie, ciascuno dei quali incentiva l'utente a perseguire un obiettivo specifico.

Obbligo infragiornaliero per il sistema:

è concepito per mantenere nei limiti operativi la rete di trasporto, e al suo interno definisce i limiti entro i quali la rete deve mantenersi le azioni che gli utenti possono intraprendere per mantenere la rete nei limiti. Si ha inoltre la definizione delle azioni intraprese dal gestore all'avvicinarsi a tali limiti, l'attribuzione di costi e/o ricavi degli utenti della rete e/o le conseguenze sulla posizione infragiornaliera derivate dalle azioni di bilanciamento del gestore.

Obbligo infragiornaliero del portafoglio di bilanciamento:

è concepito per mantenere la propria posizione individuale durante il giorno gas in un intervallo predefinito, e definisce l'intervallo, com'è determinato suddetto intervallo, le conseguenze per gli utenti che non rispettano tali limiti e, se del caso, i dettagli relativi alle modalità di calcolo degli oneri corrispondenti.

Obbligo infragiornaliero per i punti di entrata ed uscita:

è concepito in modo da incentivare gli utenti della rete a limitare il flusso di gas o la variazione del flusso del gas in determinate condizioni in punti di entrata-uscita specifici.

Al suo interno definisce i limiti nel flusso di gas e/o nella variazione del flusso di gas, i punti o l'insieme di punti di entrata e uscita dove vengono applicati tali limiti, le condizioni alle quali si applicano suddetti limiti e infine le conseguenze per il mancato rispetto di tali limiti. Quest'ultimo obbligo viene ad aggiungersi a tutti gli altri accordi con i clienti finali contenenti, tra l'altro, specifiche restrizioni locali e obblighi relativi al flusso fisico del gas.

I requisiti per poter instaurare un obbligo infragiornaliero sono descritti qui di seguito.

Il gestore del sistema di trasporto può proporre all'autorità nazionale di regolamentazione un obbligo infragiornaliero o una sua modifica. Il diritto del gestore del sistema di trasporto a presentare una proposta non pregiudica il diritto dell'autorità nazionale di regolamentazione ad adottare una decisione di propria iniziativa. L'obbligo può combinare le caratteristiche dei diversi tipi di obblighi visti sopra, a condizione che la proposta soddisfi i criteri descritti qui sotto.

- Gli obblighi infragiornalieri e i relativi oneri non ostacolano indebitamente il commercio transfrontaliero e i nuovi utenti della rete che entrano nel mercato.
- L'obbligo deve essere applicato unicamente nel caso in cui gli utenti dispongano di informazioni adeguate, prima dell'eventuale applicazione di un onere, e dispongano anche dei mezzi ragionevoli per poter gestire la propria esposizione e reagire.
- I costi principali che gli utenti della rete devono sostenere per i loro obblighi di bilanciamento riguardano la loro posizione alla fine del giorno gas.
- Nella misura possibile gli oneri infragiornalieri riflettono i costi sostenuti dal gestore del sistema di trasporto per intraprendere le relative azioni di bilanciamento.
- Un obbligo infragiornaliero non comporta come conseguenza il fatto che gli utenti della rete si ritrovino in una posizione finanziaria pari allo zero durante il giorno gas.
- Ultimo ma altrettanto importante i vantaggi derivanti dall'istituzione di un obbligo infragiornaliero in termini di funzionamento economico ed efficiente della rete di trasporto sono superiori a qualsiasi potenziale effetto negativo, anche sulla liquidità degli scambi nel punto di scambio virtuale.

Il gestore del sistema di trasporto può proporre diversi obblighi infragiornalieri per categorie distinte di punti di entrata-uscita al fine di fornire incentivi migliori per diverse categorie di utenti della rete e di evitare sovvenzioni incrociate.

Il gestore del sistema di trasporto consulta le parti interessate, comprese le autorità nazionali di regolamentazione, i gestori dei sistemi di distribuzione coinvolti e i gestori del sistema di trasporto nelle zone di bilanciamento adiacenti, in merito a qualsiasi obbligo infragiornaliero che intende introdurre, anche per quanto riguarda la metodologia e gli assunti utilizzati per giungere alla conclusione che l'obbligo soddisfa i criteri visti sopra.

Dopo che il gestore si è consultato con gli utenti si può produrre un documento di raccomandazione che include la proposta definitiva e un'analisi degli aspetti seguenti:

- la necessità dell'obbligo infragiornaliero, tenendo conto delle caratteristiche della rete di trasporto e della flessibilità disponibile per il gestore del sistema di trasporto, tramite la compravendita di prodotti standardizzati di breve termine o l'uso di servizi di bilanciamento;
- le informazioni disponibili che consentono agli utenti della rete di gestire in maniera tempestiva le loro posizioni infragiornaliere;
- l'impatto finanziario previsto sugli utenti della rete;
- l'effetto sui nuovi utenti della rete che entrano nel mercato in questione, compreso qualsiasi impatto negativo indebito;
- l'effetto sul commercio transfrontaliero, compreso l'impatto potenziale sul bilanciamento nelle zone di bilanciamento adiacenti;
- l'impatto sul mercato del gas all'ingrosso di breve termine, compresa la liquidità;
- la natura non discriminatoria dell'obbligo infragiornaliero.

A questo punto il documento di raccomandazione viene presentato all'autorità per l'approvazione della proposta e parallelamente pubblica il documento e lo invia all'ENTSOG (european network of transmission system operators for gas) per conoscenza.

A questo punto l'autorità nazionale di regolamentazione adotta e pubblica una decisione motivata entro sei mesi dalla data di ricevimento del documento di raccomandazione completo. Nel decidere

se approvare l'obbligo infragiornaliero proposto, l'autorità nazionale di regolamentazione valuta se tale obbligo soddisfa i criteri. **Prima di adottare la decisione motivata l'autorità nazionale di regolamentazione si consulta con le autorità nazionali di regolamentazione degli Stati membri adiacenti** e tiene conto dei pareri da loro espressi. L'autorità o le autorità nazionali di regolamentazione adiacenti possono chiedere un parere dell'*Agenzia* a norma dell'articolo 7, paragrafo 4, del regolamento (CE) n. 713/2009. **L'Agenzia istituita con tale regolamento serve per la cooperazione fra regolatori nazionale dell'energia e ha lo scopo di assistere queste ultime.** Se è soggetto ad un obbligo o a obblighi infragiornalieri alla data di entrata in vigore del presente regolamento, entro sei mesi da tale data il gestore del sistema di trasporto segue la procedura di attuazione, e propone gli obblighi infragiornalieri all'autorità nazionale di regolamentazione, per l'approvazione. Essendo attuata ufficialmente il primo giorno gas del corrente anno termico, cioè il 1 ottobre 2016, la data di scadenza per tale procedura è il 1 aprile 2017.

4.11 Disposizioni in materia di neutralità

In questo capitolo del regolamento si definiscono i fondamentali principi a cui deve rispondere il gestore dell'impresa di trasporto.

Il gestore del sistema di trasporto non guadagna né perde dalla riscossione o dal pagamento di oneri di sbilancio, corrispettivi infragiornalieri, corrispettivi per azioni di bilanciamento e altri corrispettivi connessi alle sue attività di bilanciamento, che si considerano tutte attività intraprese dal gestore del sistema di trasporto per adempiere gli obblighi del regolamento.

Per riuscire in tale compito, il gestore del sistema di trasporto deve comunicare agli utenti della rete:

- qualsiasi costo e ricavo derivante dagli oneri di sbilancio giornaliero e dai corrispettivi infragiornalieri;
- qualsiasi costo e ricavo derivante dalle azioni di bilanciamento effettuate, a meno che l'autorità nazionale di regolamentazione consideri che tali costi e ricavi siano stati generati da inefficienze, conformemente alla normativa nazionale applicabile. Tale considerazione si basa su una valutazione che:
 - dimostra in quale misura il gestore del sistema di trasporto avrebbe potuto ragionevolmente ridurre i costi sostenuti nello svolgimento dell'azione di bilanciamento;
 - viene compiuta in riferimento alle informazioni, al tempo e agli strumenti a disposizione del gestore del sistema di trasporto al momento in cui ha deciso di intraprendere l'azione di bilanciamento;

Se viene attuato un incentivo per promuovere l'efficiente esecuzione di azioni di bilanciamento, la perdita finanziaria aggregata (comprendente tutti i costi che il gestore deve comunicare agli utenti) è limitata ai soli costi e ricavi inefficienti del gestore del sistema di trasporto.

I gestori pubblicano i dati pertinenti riguardanti le spese sopra citate e i corrispettivi di neutralità per il bilanciamento, almeno con la stessa frequenza con cui vengono fatturati agli utenti della rete i rispettivi oneri, e almeno una volta al mese.

Il regolamento si concentra a questo punto sui flussi di cassa relativi al corrispettivo di neutralità, che si generano, e che saranno utili più avanti nell'analisi economica del sistema.

I corrispettivi di neutralità per il bilanciamento sono pagati o dall'utente della rete interessato o vengono a lui corrisposti.

L'autorità nazionale di regolamentazione stabilisce o approva e pubblica il metodo di calcolo dei corrispettivi di neutralità per il bilanciamento, compresa la loro ripartizione tra gli utenti della rete e le norme per la gestione del rischio credito.

Tale corrispettivo è proporzionato all'utilizzo da parte dell'utente della rete dei relativi punti di entrata o di uscita.

Al momento della fatturazione viene indicato separatamente, corredato da sufficienti informazioni di supporto, come poter rieseguire a ritroso il metodo di calcolo.

4.12 Comunicazione delle informazioni

Le informazioni fornite agli utenti della rete dal gestore, riguardano la situazione generale della rete di trasporto, le azioni di bilanciamento del gestore e infine le immissioni e i prelievi effettuati dall'utente della rete per il giorno gas.

Anche su questa tematica, il regolamento segue le linee di semplicità, trasparenza e facilità di accesso dalle parti coinvolte.

Qualora una quantità misurata non possa essere rilevata da un misuratore, si può utilizzare un valore sostitutivo. Tale valore sostitutivo è utilizzato come riferimento alternativo, senza bisogno di un'ulteriore garanzia da parte del gestore del sistema di trasporto.

Per le immissioni e i prelievi misurati su base infragiornaliera nella e dalla zona di bilanciamento in cui l'allocazione dell'utente della rete equivale al quantitativo confermato, il gestore del sistema di trasporto non è obbligato a fornire altre informazioni oltre alla quantità confermata. Nel caso in cui non ci fosse corrispondenza tra le due quantità nel giorno gas G, il gestore del sistema di trasporto comunica agli utenti della rete almeno due aggiornamenti sulla misurazione dei loro flussi, almeno per le immissioni e i prelievi aggregati misurati su base infragiornaliera secondo una delle due seguenti opzioni:

- ogni aggiornamento indica i flussi di gas a partire dall'inizio del giorno gas G;
- ogni aggiornamento indica i flussi di gas incrementali successivi a quello riportato nel precedente aggiornamento.

I primi aggiornamenti devono coprire almeno 4 ore del giorno gas, quindi la prima misurazione è almeno delle 10, non prima. Il gestore si preoccupa di fornire tale misurazione entro 4 ore al massimo e comunque non oltre le 17:00 (ora solare).

Mentre il momento in cui trasmettere il secondo aggiornamento è definito previa approvazione dell'autorità nazionale di regolamentazione ed è pubblicato dal gestore del sistema di trasporto.

Prelievi misurati su base giornaliera

Se si applica la variante 1 del modello di informazioni, le informazioni relative ai prelievi misurati su base giornaliera e non giornaliera sono basate sulla ripartizione dei flussi misurati nel corso del giorno gas. Nel giorno gas G il gestore del sistema di trasporto comunica agli utenti della rete almeno due aggiornamenti sulla ripartizione dei loro flussi misurati, almeno per i prelievi aggregati misurati su base giornaliera che come prima possono essere incrementali o no.

Ogni aggiornamento è trasmesso entro due ore dalla fine dell'ultima ora dei flussi di gas.

Prelievi misurati su base non giornaliera

Se si applica lo scenario base del modello di informazioni, le informazioni relative ai prelievi misurati su base non giornaliera e su base giornaliera consistono in previsioni a un giorno (day-ahead) e infragiornaliera. Nel giorno gas G-1, il gestore del sistema di trasporto comunica agli utenti della rete una previsione relativa ai loro prelievi di gas misurati su base non giornaliera entro le ore 12:00 UTC

(ora solare). Nel giorno gas G invece, comunica almeno due aggiornamenti delle previsioni dei loro prelievi misurati su base non giornaliera.

Il primo aggiornamento è trasmesso entro le 13:00 UTC (ora solare). Anche qui, il momento in cui trasmettere il secondo aggiornamento è definito previa approvazione dell'autorità, e pubblicato dal gestore tenendo conto di:

- l'accesso a prodotti standardizzati di breve termine su una piattaforma di scambio;
- la precisione, rispetto al momento della sua formulazione, della previsione dei prelievi non giornalieri di un utente della rete;
- il momento in cui scade il periodo di rinomine;
- momento del primo aggiornamento della previsione dei prelievi di un utente della rete misurati su base non giornaliera.

Se viene applicata la variante 1 del modello di informazioni, nel giorno gas, il gestore comunica agli utenti ciò che comunicava nel paragrafo "*Prelievi misurati su base giornaliera*".

Se viene applicata la variante 2, le informazioni in base al quale le informazioni sui prelievi misurati su base non giornaliera sono basate su previsioni a un giorno (day-ahead).

Immissioni e prelievi dopo il giorno gas

Entro la fine del giorno gas G+1 il gestore del sistema di trasporto fornisce a ciascun utente della rete un'allocazione iniziale per le immissioni e i prelievi nel giorno G e un quantitativo iniziale di sbilancio giornaliero.

Per lo scenario base, tutto il gas fornito dal sistema di distribuzione viene allocato, per la variante 2 i prelievi misurati sono pari alla previsione dei prelievi misurati fornita all'utente nel giorno precedente e infine per la variante 1 l'allocazione iniziale e un quantitativo iniziale di sbilancio giornaliero sono considerati l'allocazione finale e il quantitativo finale di sbilancio giornaliero.

In ogni caso il gestore deve fornire il valore iniziale di allocazione entro un periodo di tempo definito dalle norme nazionali.

Analisi costi e benefici

Entro due anni dall'entrata in vigore del regolamento seguente, i gestori dei sistemi di trasporto valutano i costi e benefici relativamente a:

- incremento informazioni trasmesse;
- riduzione dei tempi relativi alla trasmissione delle informazioni;
- miglioramento nella precisione delle informazioni fornite.

Sulla base dei risultati della consultazione, l'autorità nazionale di regolamentazione decide in merito a eventuali cambiamenti relativamente alla trasmissione delle informazioni.

Obblighi informativi in capo ai gestori dei sistemi di distribuzione

I gestori dei sistemi di distribuzione associati a una zona di bilanciamento e ogni parte responsabile delle previsioni comunicano al gestore del sistema di trasporto presente nella zona di bilanciamento corrispondente le informazioni necessarie affinché quest'ultimo sia in grado di trasmetterle agli utenti della rete come previsto dal regolamento dei capitoli precedenti. Tali informazioni comprendono le immissioni e i prelievi nel sistema di distribuzione, indipendentemente dal fatto che tale sistema faccia parte o meno della zona di bilanciamento. Il come vengono trasmesse le informazioni sono definite in collaborazione con il gestore del sistema di distribuzione e dalla parte responsabile delle previsioni al fine di assicurare la loro regolare trasmissione. Tali informazioni sono fornite al gestore del sistema di trasporto nello stesso formato definito ai sensi delle norme nazionali applicabili e sono coerenti con il formato utilizzato da quest'ultimo per trasmettere le informazioni agli utenti della rete.

L'autorità nazionale di regolamentazione può chiedere al gestore del sistema di trasporto, al gestore del sistema di distribuzione e alla parte responsabile della previsione, di proporre un meccanismo di incentivazione per quanto riguarda la messa a disposizione di previsioni precise dei prelievi degli

utenti della rete misurati su base non giornaliera; tale meccanismo soddisfa i criteri definiti precedentemente per il gestore del sistema di trasporto. Inoltre, previa consultazione dei gestori del sistema di trasporto e dei gestori del sistema di distribuzione interessati, designa la parte responsabile delle previsioni per zona di bilanciamento. A tale parte spetta la responsabilità di prevedere i prelievi misurati su base non giornaliera degli utenti della rete e, ove appropriato, la successiva allocazione.

Obblighi informativi in capo alla parte responsabile delle previsioni

I gestori della distribuzione sono tenuti dal regolamento a fornire al gestore del sistema di trasporto informazioni sulle immissioni e i prelievi misurati su base giornaliera e infragiornaliera nel sistema di distribuzione, che viene trasmesso con tempi coerenti che permettano al gestore del sistema di trasporto di comunicarlo agli utenti. Inoltre, sono tenuti a fornire al responsabile delle previsioni informazioni sufficienti per poter applicare la metodologia per non giornaliera.

Una relazione sulla precisione delle previsioni dei prelievi degli utenti della rete misurati su base non giornaliera viene pubblicata dalla parte responsabile delle previsioni almeno ogni due anni.

4.13 Servizio di flessibilità Linepack

Se l'autorità approva, un gestore del sistema di trasporto può offrire agli utenti della rete un servizio di flessibilità linepack con delle condizioni contrattuali. Queste ultime sono create coerentemente con la responsabilità degli utenti della rete di bilanciare le immissioni e i prelievi nel giorno gas.

Questo tipo di servizio è limitato al livello di flessibilità del linepack disponibile nella rete di trasporto e considerato dal gestore del sistema di trasporto come non necessario allo svolgimento della funzione di trasporto.

Condizioni per l'erogazione del servizio Linepack

Questo servizio di flessibilità può essere erogato solamente se soddisfa i seguenti criteri:

- il gestore del sistema di trasporto non ha necessità di sottoscrivere contratti con altri fornitori di servizi infrastrutturali, come un gestore di sistemi di stoccaggio o di sistemi GNL, ai fini della fornitura di un servizio di flessibilità del linepack;
- i ricavi generati dal gestore del sistema di trasporto tramite l'erogazione del servizio di flessibilità del linepack sono almeno equivalenti alle spese sostenute o da sostenere nell'ambito dell'erogazione di tale servizio;
- il servizio di flessibilità del linepack è offerto in maniera trasparente e non discriminatoria e può essere offerto utilizzando meccanismi concorrenziali;
- il gestore del sistema di trasporto non può addebitare, direttamente o indirettamente, a un utente della rete le eventuali spese sostenute per l'erogazione di un servizio di flessibilità del linepack, se tale utente della rete non ha sottoscritto un contratto a tal fine;
- l'erogazione di un servizio di flessibilità del linepack non ha un effetto negativo sugli scambi transfrontalieri.

Ultimo ma non meno importante, **il gestore del sistema di trasporto dà la priorità alla riduzione degli obblighi infragiornalieri rispetto alla fornitura di un servizio di flessibilità del linepack.**

4.14 Misure provvisorie

Questo capitolo del regolamento si occupa di considerare quelle situazioni in cui non c'è sufficiente liquidità del mercato del gas all'ingrosso di breve termine. Il gestore del sistema di trasporto applica le opportune misure provvisorie descritte fra poco. In tal caso, le azioni di bilanciamento effettuate dal gestore del sistema di trasporto favoriscono, nella misura del possibile, la liquidità del mercato del gas all'ingrosso di breve termine.

Il ricorso ad una misura provvisoria lascia impregiudicata l'applicazione di qualsiasi altra misura provvisoria alternativa o aggiuntiva, a condizione che tale misura sia volta a promuovere la concorrenza e a stimolare la liquidità del mercato del gas all'ingrosso di breve termine e che sia coerente con i principi generali in linea con il resto del regolamento.

Le misure provvisorie sono elaborate ed attuate da ciascun gestore del sistema di trasporto conformemente alla relazione annuale, approvata dall'autorità nazionale di regolamentazione.

La relazione prevede la cessazione delle misure provvisorie entro cinque anni a decorrere dall'entrata in vigore del regolamento.

Misure provvisorie: relazione annuale

Qualora preveda di attuare o di continuare ad attuare misure provvisorie, il gestore del sistema di trasporto prepara una relazione nella quale precisa:

- descrizione del livello di sviluppo e della liquidità del mercato del gas all'ingrosso di breve termine al momento della preparazione della relazione, che indichi, tra l'altro:
 - numero di transazioni concluse presso il punto di scambio virtuale e numero di transazioni generale;
 - lo scarto domanda/offerta e i volumi delle offerte di acquisto e di vendita;
 - il numero di controparti che hanno accesso al mercato all'ingrosso del gas di breve termine, e il numero di controparti attive sul mercato;
- le misure provvisorie da applicare e le motivazioni che hanno portato alla loro attivazione, spiegandone modalità di attivazione e valutazione delle modalità con cui tali misure permettono l'aumento di liquidità del mercato del gas all'ingrosso di breve termine;
- un'identificazione delle disposizioni che verranno adottate per eliminare le misure provvisorie, compresi i criteri per la loro applicazione e una valutazione della relativa tempistica.

Dopo aver consultato le parti interessate per le misure provvisorie, il gestore del sistema di trasporto sottopone la relazione all'autorità per l'approvazione. La prima relazione è presentata entro un termine di sei mesi a decorrere dalla data di entrata in vigore del regolamento e le successive relazioni con l'aggiornamento, se del caso, sono presentate annualmente.

Se viene approvata la relazione, scelta che può essere presa al massimo entro 6 mesi dal ricevimento, questa viene notificata all'agenzia e alla commissione (enti descritti nella 713/2009/CE). Tale scelta è valutata guardando le conseguenze sull'armonizzazione dei sistemi di bilanciamento e su una maggiore integrazione del mercato che assicurino la non discriminazione, una concorrenza efficace e l'efficiente funzionamento del mercato del gas.

Piattaforma di bilanciamento

Durante le situazioni di emergenza, qualora si preveda una non sufficiente liquidità di prodotti, o non si possano reperire sul mercato prodotti temporal o locational, il gestore del sistema di trasporto può decidere di istituire una piattaforma di bilanciamento ai fini del bilanciamento svolto dal gestore del sistema di trasporto.

Inoltre i gestori dei sistemi di trasporto valutano la possibilità di creare una piattaforma di bilanciamento comune per le zone di bilanciamento adiacenti in un quadro di cooperazione tra gestori dei sistemi di trasporto, o se esista una sufficiente capacità di interconnessione e la creazione di una tale piattaforma comune sia ritenuta efficiente. Se viene istituita una piattaforma di bilanciamento comune essa è amministrata dai gestori dei sistemi di trasporto interessati.

Se l'adozione di tale stato di emergenza non vede un sostanziale cambiamento nell'arco di 5 anni l'autorità può decidere di continuare la gestione della piattaforma per un periodo non superiore ad altri 5 anni.

Alternativa alla piattaforma di bilanciamento

Se il gestore del sistema di trasporto può dimostrare che, a causa dell'insufficiente capacità di interconnessione tra zone di bilanciamento, il ricorso a una piattaforma di bilanciamento non produce un incremento della liquidità del mercato del gas all'ingrosso di breve termine e non gli consente di realizzare azioni di bilanciamento efficienti, può utilizzare un'alternativa, come i servizi di bilanciamento, previa approvazione dell'autorità nazionale di regolamentazione. Quando tale alternativa è utilizzata sono specificate le condizioni dei successivi accordi contrattuali, nonché i prezzi e la durata applicabili.

Oneri di sbilancio provvisori

Nei casi in cui si rendano necessarie le misure provvisorie il prezzo può essere calcolato conformemente alla relazione presentata dal gestore dopo la consultazione, invece di utilizzare il metodo di calcolo degli oneri di sbilancio giornaliero. In tal caso, il calcolo del prezzo può basarsi su un prezzo amministrato, un valore sostitutivo del prezzo di mercato o un prezzo derivato dagli scambi sulla piattaforma di bilanciamento. Tale valore sostitutivo del prezzo di mercato deve comunque tenere conto del piccolo aggiustamento, ed è stabilito tenendo in considerazione il potenziale rischio di manipolazione del mercato.

Tolleranza

Tolleranze a norme di questo regolamento sono applicate solamente nel caso in cui gli utenti della rete non abbiano accesso:

- a un mercato del gas all'ingrosso di breve termine che disponga di sufficiente liquidità;
- al gas necessario per gestire le fluttuazioni di breve termine della domanda e dell'offerta di gas;
- a sufficienti informazioni per quanto riguarda le loro immissioni e i loro prelievi.

Le tolleranze si applicano:

- in riferimento al quantitativo di sbilancio giornaliero degli utenti della rete;
- su base trasparente e non discriminatoria;
- soltanto nella misura necessaria e per la durata minima necessaria.

L'applicazione delle tolleranze può ridurre l'esposizione finanziaria degli utenti della rete al prezzo marginale di vendita o al prezzo marginale di acquisto in relazione a una parte o alla totalità del quantitativo di sbilancio giornaliero per il giorno gas. Il livello di tolleranza è pari al quantitativo massimo di gas che gli utenti della rete possono acquistare o vendere al prezzo medio ponderato. Qualora vi sia un quantitativo residuo di gas che costituisce lo sbilancio giornaliero di un determinato utente della rete e che supera il livello di tolleranza, tale quantitativo viene venduto al prezzo marginale di vendita o acquistato al prezzo marginale di acquisto.

Il livello di tolleranza viene stabilito in maniera da:

- riflettere la flessibilità della rete e le esigenze dell'utente;
- riflettere il livello di rischio assunto dall'utente della rete nella gestione del bilanciamento delle sue immissioni e dei suoi prelievi
- non pregiudicare lo sviluppo del mercato del gas all'ingrosso di breve termine;
- non comportare un aumento dei costi indebitamente eccessivo per le attività di bilanciamento svolte dal gestore del sistema di trasporto.

Viene quindi calcolato sulla base delle immissioni e dei prelievi di ogni utente escludendo gli scambi effettuati presso il PSV per ogni giorno gas G.

Il livello di tolleranza applicabile ai prelievi misurati su base non giornaliera definiti ai sensi delle normative nazionali applicabili si basa sulla differenza tra le previsioni dei prelievi misurati su base non giornaliera.

Infine può contenere una componente calcolata tenendo in considerazione l'applicazione della deviazione rispetto alla previsione relativamente ai prelievi misurati su base non giornaliera.

4.15 Disposizioni finali e transitorie

Se i contratti a lungo termine per l'approvvigionamento di flessibilità che sono validi alla data di entrata in vigore del presente regolamento conferiscono un diritto di prelievo o immissione di determinati volumi di gas al gestore del sistema di trasporto, quest'ultimo si adopera per ridurre tale quantitativo di flessibilità. Il gestore per valutare l'ammontare dell'eccedenza di flessibilità prende in considerazione il ricorso a prodotti standardizzati di breve termine. L'eccedenza può essere rilasciata:

- in conformità alle condizioni del contratto esistente, se contenente disposizioni che consentono di ridurre il quantitativo di gas oggetto di impegno e/o di risolvere il contratto esistente; oppure
- in assenza di tali diritti contrattuali, nella seguente modalità:
 - il contratto resta in vigore fino alla sua cessazione conformemente alle condizioni applicabili;
 - le parti contraenti valutano ulteriori accordi al fine di rilasciare sul mercato l'eventuale eccedenza di gas non richiesto ai fini del bilanciamento per dare agli altri utenti della rete l'accesso a maggiori risorse di flessibilità.

Il gestore del sistema di trasporto consulta le parti interessate su proposte specifiche da attuare quali misure provvisorie per il rilascio di eventuali eccedenze di flessibilità nell'ambito di un contratto a lungo termine in vigore. Inoltre pubblica le informazioni sulle azioni di bilanciamento intraprese in conformità al contratto a lungo termine in vigore.

L'autorità nazionale di regolamentazione può fissare obiettivi riguardanti la percentuale di cui vanno ridotti i contratti a lungo termine al fine di incrementare la liquidità del mercato del gas all'ingrosso di breve termine.

Disposizioni transitorie

L'autorità nazionale di regolamentazione può autorizzare il gestore del sistema di trasporto, sulla base di una sua richiesta giustificata, a conformarsi alle disposizioni del presente regolamento entro un periodo di ventiquattro mesi a decorrere dal 1° ottobre 2014, purché non sia attuata dal gestore del sistema di trasporto alcuna misura provvisoria. Qualora l'autorità nazionale di regolamentazione faccia uso di tale possibilità, il presente regolamento non si applica nella zona di bilanciamento del gestore del sistema di trasporto nell'ambito e per la durata del periodo di transizione stabilito nella decisione dell'autorità nazionale di regolamentazione.

Questo articolo (52) è stato sfruttato da Snam e dall'autorità italiana per posticipare di un anno il via al nuovo regime di bilanciamento del sistema, per avere alcuni mesi in cui fare test e informare tutte le parti.

Ultimo ma importantissima nota terminale del regolamento analizzato è la frase finale:

“Il presente regolamento è obbligatorio in tutti i suoi elementi e direttamente applicabile in ciascuno degli Stati membri.”

5. Attuazione in Italia del regolamento

Il regolamento viene approvato a Bruxelles il 26 marzo 2014. Data l'ultima nota del regolamento per il nostro gestore di trasporto, come per tutti quelli degli altri stati membri, non è possibile proporre deroghe a norme singole per qualsiasi ragione. In Italia tuttavia si è deciso di procedere con l'applicazione del paragrafo "disposizioni transitorie", ovvero con la deroga dell'attivazione del regolamento sopra visto. Questo ha comportato un ulteriore anno di deroga (così deciso dalle parti prese in causa nel mercato di bilanciamento) per prepararsi. Inoltre sono state inserite gradualmente le norme per il bilanciamento, e sono stati fatti sei mesi di test in cui si scambiava virtualmente sulla piattaforma di scambio, senza però avere nessun risvolto pratico.

5.1 premessa storica

Con la norma 470/2015/R/gas (deliberata il 7 ottobre 2015), l'autorità delibera l'approvazione di modifiche al Codice di Rete di Snam propedeutiche all'operatività del bilanciamento. Inoltre suddetta delibera adempie all'obbligo di cui all'articolo 52.2 del Regolamento europeo 312/2014 (decisione motivata di differimento dei termini per l'avvio del nuovo sistema di bilanciamento).

Snam presenta, con lettera 6 agosto 2014, la relazione, richiesta dal punto 2 della deliberazione 538/2012/R/gas, contenente le "Modalità di attuazione del Regolamento 312/2014" (di seguito: Relazione Snam), la quale prevedeva **l'implementazione del nuovo sistema di bilanciamento a decorrere dal 1° ottobre 2015, senza ricorso alle misure provvisorie** di cui al Capo X del medesimo Regolamento.

Con la deliberazione 485/2014/R/gas l'Autorità ha pubblicato e sottoposto a consultazione la Relazione Snam, in esito alla quale consultazione è emersa, da un lato, una condivisione di massima del relativo contenuto, dall'altro lato, l'esigenza di definire puntualmente gli aspetti di dettaglio del piano di implementazione.

Con la lettera 19 dicembre 2014, l'Autorità ha invitato Snam Rete Gas a definire e consultare una proposta di modifica del proprio Codice di Rete idonea a dare puntuale attuazione alle norme contenute nel Regolamento.

Snam riesce a fornire la modifica al Codice di Rete il 16 giugno 2015 e l'autorità pubblica queste modifiche con le 378/2015/R/gas e sottopone a consultazione un possibile schema di incentivazione della liquidità del mercato del gas.

In questo documento l'Autorità esprime la propria orientazione rispetto alle tempistiche di attivazione, specificando che l'entrata in vigore del nuovo regime avrebbe dovuto avvenire non prima di aver superato positivamente un periodo di test o di "apprendimento" per gli utenti; prospetta inoltre una applicazione progressiva delle nuove regole sul bilanciamento, e prospetta come una delle prime misure da attuare, la comunicazione di informazioni da parte di Snam Rete Gas, e il relativo meccanismo di incentivazione.

Dopo la precedente consultazione, i soggetti che vi hanno partecipato hanno espresso la necessità di disporre del quadro completo e sufficientemente dettagliato delle regole funzionali all'implementazione, con congruo anticipo per comprendere le nuove modalità di funzionamento del servizio di bilanciamento e adeguare le proprie attività commerciali prima che il nuovo regime sia efficace.

Infine con la 422/2015/R/gas l'Autorità sottopone a consultazione l'opportunità di attuare il nuovo regime di bilanciamento successivamente all'1 ottobre 2015.

Per l'autorità e Snam risultava difficile attuare il regolamento entro il 1 ottobre 2015, perché dalle diverse consultazioni sono emerse criticità dell'implementazione, in particolare per quanto riguarda il mercato, **non erano ancora definite tutte le regole di carattere operativo**, non si era definito con

precisione la regolazione delle situazioni di emergenza, infine non si era ben definito il ruolo delle imprese minori di trasporto.

Per quanto riguarda la liquidità del mercato, invece, è stata condivisa l'esigenza che la diversificazione delle fonti di flessibilità prevista dal Regolamento assicuri un aumento effettivo della liquidità del mercato e pertanto è stata evidenziata l'opportunità di:

- effettuare una consultazione ad hoc sui meccanismi di congestione contrattuali nell'utilizzo delle capacità di stoccaggio e di cessione della capacità inutilizzata, poiché si riteneva opportuno definire tali meccanismi prima dell'anno termico 16/17;
- confermare nel nuovo regime le condizioni di erogazione dei servizi di *linepack* che prima del nuovo regolamento erano descritte dalle deliberazioni 353/2013/R/gas e 552/2013/R/gas;
- rivalutare la capacità di stoccaggio per il bilanciamento operativo in possesso a Snam nell'ottica di una gestione trasparente del bilanciamento e di massimizzazione delle risorse di flessibilità degli utenti.

Per gli utenti era importante e abbastanza unanime la volontà di posticipare la data di implementazione. In particolare la volontà di implementare il nuovo sistema dopo il 1 aprile 2016, evitando il periodo invernale per ovvie ragioni.

Anche il MISE ha rappresentato l'opportunità di posporre la data di entrata in vigore, per via della definizione delle regole in caso di emergenza.

Snam con la lettera del 6 ottobre 2015 va quindi a modificare la nuova proposta della modifica al Codice di Rete rispetto alla precedente, nel quale la principale modifica è una più puntuale trasposizione dei principi del Regolamento in materia di azioni di bilanciamento a disposizione del responsabile del bilanciamento. In particolare, la suddetta proposta, in coerenza con gli orientamenti già espressi nella Relazione Snam prevede che i prodotti di breve termine di cui si approvvigiona il responsabile del bilanciamento siano i soli prodotti *title* e *locational*, e che non siano previsti i prodotti *temporal* né i vincoli *infragiornalieri* di cui al Capo VI del Regolamento.

Risulta quindi, dopo queste deliberazioni, un quadro in cui non si ha ancora un quadro dettagliato degli aspetti operativi ed applicativi del regolamento. In particolare Snam deve successivamente presentare testi dettagliati per quanto riguarda in particolare la chiusura del giorno gas, le tipologie dei servizi di bilanciamento e le priorità di attivazione delle azioni di bilanciamento. Inoltre in tale data non è ancora stata definita l'entità dello *small adjustment*, soprattutto in funzione della qualità delle informazioni rese disponibili da Snam.

Con la delibera 470/2015, si ha uno spartiacque tra il regolamento più teorico e tutte le questioni più pratiche che si hanno durante l'operatività del sistema. In particolare si confermano le modifiche al Codice di Rete, che vedremo tra poco, viene fissato il fatto che la decorrenza del nuovo Codice di Rete sarà possibile non prima di 3 mesi dalla definizione dei punti visti prima, e non oltre il 1 ottobre 2016.

Viene fissata al 1 novembre 2015 la scadenza dell'applicazione di alcune modifiche al Codice, come conferimento di capacità di trasporto e le procedure di coordinamento operativo.

Inoltre si definisce come unità principale ancora il Sm³, che sono convertiti dai kWh con appositi coefficienti di conversione pubblicati sul sito di Snam e di conseguenza, i corrispettivi in €/GJ siano convertiti in €/Sm³.

5.2 Codice di Rete

Con il nuovo regolamento, Snam ha dovuto modificare in particolare i capitoli 5 e 9 del Codice di Rete, per poterlo adattare alle nuove materie di bilanciamento, di trasmissione delle informazioni e di conferimento della capacità di trasporto, in caso di emergenza e non.

All'interno del suddetto codice, sono descritte in maniera dettagliate anche tutti i coefficienti ed equazioni che poi serviranno per poter affrontare da parte degli utenti la parte analitica dell'attuazione del regolamento.

5.3 CAPITOLO 5: *Conferimento di capacità di trasporto*

5.3.1 *Requisiti*

L'accesso al servizio di trasporto viene garantito dal Trasportatore come imparziale e a parità di condizioni tra tutti i soggetti che soddisfano requisiti per accedervi.

Gli utenti sono tenuti ad attestare il possesso dei requisiti richiesti dalla Delibera n°137/02 nonché dalla Delibera ARG/gas 45/11 per richieste per l'accesso al servizio di trasporto nell'ambito dei processi di conferimento ad inizio Anno Termico ed ad Anno Termico avviato.

La delibera 137/02 fissa come prerequisiti alcune autorizzazioni di cui gli utenti devono essere dotati per poter operare. Una volta in possesso, alla data prevista per la richiesta della capacità di trasporto:

- indicare i termini temporali del contratto di acquisto ai Punti di Entrata da produzione nazionale e terminali di rigassificazione, entrata e uscita per i contratti dei stoccaggi, infine entrata e uscita per i contratti da importazioni/esportazioni. A tal proposito risulta interessante vedere come nel transparency template sia presente un calcolo delle tariffe di trasporto, siano presenti le componenti di prezzo dei vari entry ed exit point, da cui scegliere da chi comprare il gas. Bisogna tenere conto quindi della componente di trasporto del gas;
- essere autorizzati dal Ministero dello Sviluppo Economico, secondo quanto previsto nel Decreto Ministeriale 24 giugno 2002, nel caso di vendita di gas naturale a Clienti Finali.

In relazione agli utenti che richiedono una capacità ai terminali di rigassificazione, l'Impresa di Rigassificazione dovrà riuscire a garantire tutti i contratti stipulati con essa.

Per quanto riguarda le richieste per l'accesso ai Punti di Entrata interconnessi con l'estero, alla data prevista per la richiesta di capacità di trasporto:

- essere titolari di contratto d'importazione;
- quantità contrattuali massima giornaliera e media giornaliera per ciascun contratto;
- essere autorizzati dal Ministero dello Sviluppo Economico all'attività di importazione, nel caso di importazione di gas prodotto in Paesi non appartenenti all'Unione Europea, o, alternativamente, dichiarare il Paese UE in cui il gas è stato prodotto.

Per scambi con paesi non appartenenti all'Unione servono autorizzazioni particolari concesse dal MISE. I criteri sono rating creditizi minimi fornito dai primari organismi internazionali Moody's Investor Services o Standard & Poor's Corporation o Fitch Ratings.

Nel caso in cui l'utente non abbia ottenuto un sufficiente livello di rating, possono comunque stipulare il contratto, e presentarlo a Snam; devono però ottenere una garanzia bancaria per un ammontare pari ad un terzo del massimo corrispettivo annuo di capacità di RN¹ e di RR² del Contratto di Trasporto.

Per ciascuno dei soggetti interessati dalla stipula del Contratto di Trasporto c'è la necessità di presentare una garanzia bancaria, a copertura delle obbligazioni derivanti dall'erogazione del servizio, per un ammontare pari al 3% del massimo corrispettivo annuo di capacità di RN e di RR.

Tale valore sarà aggiornato nel caso in cui il valore mensile dei corrispettivi aumenti del 20%.

Il Responsabile del Bilanciamento, predispone delle garanzie finanziarie a copertura dell'esposizione del sistema nei confronti dell'Utente. A tal fine per ogni utente il Responsabile del Bilanciamento deve determinare l'Esposizione Potenziale del Sistema nei confronti dell'utente (EPSu) e l'Esposizione Massima del Sistema nei confronti dell'Utente (MEPSu).

¹ RN sta per Rete Nazionale di trasporto

² RR sta per Rete Regionale di trasporto

Ciascun Utente accetta espressamente che eventuali crediti maturati dal Sistema nei confronti dell'Utente non pagati e non coperti dalle garanzie fornite, saranno corrisposti da parte di tutti gli altri in aggregato, attraverso un corrispettivo specifico definito dall'autorità ai fini dell'alimentazione di un fondo presso la CCSE³.

EPSu viene determinata dal gestore su base giornaliera attraverso la seguente formula:

$${}^4\text{EPSuk} = \text{Pfat} + \text{Pdet} + \text{Patt}$$

dove:

- Pfat rappresenta le fatture (attive, passive ed eventuali note credito) emesse in relazione al servizio di bilanciamento e non ancora venute a scadenza (valori comprensivi di IVA);
- Pdet rappresenta le partite economiche relative al servizio di bilanciamento non ancora determinate in via definitiva o non ancora fatturate relative al periodo precedente al giorno in cui è effettuata la determinazione (i valori si considerano comprensivi di IVA);
- Patt rappresenta le partite economiche relative al servizio di bilanciamento che possono insorgere nei 3 giorni successivi rispetto al giorno in cui è effettuata la determinazione (i valori si considerano comprensivi di IVA), fatto salvo quanto previsto nel seguito del presente paragrafo.

Le partite Patt, prelievi attesi, sono determinate valorizzando al prezzo di sbilanciamento stimato il disequilibrio che può assumere l'Utente in ciascun giorno del periodo considerato, considerando lo stesso termine Patt, nonché tutte le transazioni che risultano registrate presso il PSV dall'Utente, nell'ipotesi di immissioni nella rete pari a zero.

Per ciascun Utente k-esimo il Prelievo Atteso giornaliero (PA, espresso in Smc @ 38,1 MJ/Smc) è determinato come somma delle capacità giornaliere conferite all'Utente ai Punti di Riconsegna riproporzionate sulla base di coefficienti medi di utilizzo. I coefficienti vengono pubblicati sul sito del Responsabile del sistema di trasporto e validi per tutti gli utenti, sono determinati annualmente in base all'utilizzo medio della capacità negli ultimi due anni termici conclusi e vengono differenziati per mese, per tipologia di prelievo determinata in base al codice ATECO⁵ del Punto di Riconsegna (civile, termoelettrico, industriale ed altri usi, autotrazione) e per continuità di prelievo.

Il Prezzo di Sbilanciamento Stimato (Pr) è pari, in ciascun mese, alla media aritmetica dei Prezzi di Sbilanciamento del mese precedente ed è valorizzato in Euro/GJ arrotondato alla seconda cifra decimale.

Le garanzie che sono richieste dal gestore del sistema, possono essere presentate in una delle seguenti forme:

- deposito non fruttifero;
- garanzia bancaria a prima richiesta, emessa da primario istituto bancario italiano o da filiale/succursale;
- gas di proprietà dell'Utente in giacenza presso l'Impresa di stoccaggio con la quale dispone di un apposito contratto, valorizzato ad un prezzo pubblicato sul Portale Capacità pari al 90% dell'ultimo valore del termine CCI⁶. Il gas di stoccaggio destinato alle garanzie non può essere movimentato dall'utente;

³ Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico.

⁴ Nell'acronimo EPSuk, la lettera "k" sta per k-esimo utente.

⁵ Attività ECONomiche è una tipologia di classificazione adottata dall'ISTAT per caratterizzare i diversi settori economici.

⁶ Valori di riferimento dettati dalla Camera di Commercio Internazionale

- rating creditizio, ovvero lettera di garanzia societaria. Tale rating assume un valore pari all'80% delle garanzie complessivamente presentate (in caso di perdita di rating l'Utente è tenuto ad adeguare le garanzie entro 7 giorni lavorativi).

La garanzia a copertura della EPSu per l'intero anno termico ha una validità di 18 mesi e può essere estesa per un ulteriore anno termico.

La garanzia a copertura della EPSu per un periodo compreso tra 3-6 mesi ha una validità di 9-12 mesi e può essere estesa per la restante parte dell'anno termico.

Determinazione dell'Esposizione Massima del Sistema nei confronti dell'Utente (MEPSu)

Il valore MEPSu è determinato per ciascun utente k-esimo in funzione delle garanzie da questi presentate come:

$$\text{MEPSuk} = (G - C)$$

dove:

- G è la garanzia presentata dall'Utente

- C rappresenta le eventuali fatture relative al servizio di bilanciamento emesse dal Responsabile del bilanciamento venute a scadenza e non ancora pagate dall'Utente, comprensive di IVA (Ai fini della determinazione del termine MEPSuk in relazione al termine C, le fatture, una volta pagate dall'Utente, saranno contabilizzate entro 2 giorni lavorativi dalla ricezione dell'avvenuto accredito sul conto corrente indicato dal Responsabile del Bilanciamento e saranno recepite nel computo del MEPSuk entro il giorno successivo l'avvenuta contabilizzazione. .

L'Utente è in ogni caso tenuto ad adeguare la garanzia, al fine di rispettare in ogni giorno dell'Anno Termico la condizione $\text{EPSu} < \text{MEPSu}$.

Inoltre, il Responsabile del Bilanciamento determina e comunica *giornalmente* al GME, per ciascun Utente la differenza tra MEPSuk e EPSuk. Tale valore costituisce il limite delle offerte in acquisto di ciascun Utente k-esimo sulla piattaforma PB-Gas.

Monitoraggio EPSu

Per limitare l'esposizione del Sistema nei confronti degli Utenti, il Responsabile del Bilanciamento si assicura che giornalmente, come visto prima, che si verifichi la condizione $\text{EPSu} < \text{MEPSu}$ per ogni Utente.

Nel caso in cui non fosse rispettata tale condizione avviene la perdita dei requisiti per l'accesso al sistema (se non risolve la situazione entro il settimo giorno di calendario successivo alla data (compresa) della suddetta comunicazione di perdita dei requisiti).

Per tale motivo Snam Rete Gas tiene aggiornato ogni Utente e calcola l'Esposizione sulla base delle informazioni presenti nei sistemi informativi alle 24.00 di G-1 e rende disponibile tale calcolo all'Utente nel giorno G tramite il Portale Capacità di trasporto.

Se l'Utente non provvede al necessario ripristino dei requisiti,

Inoltre se il valore dell'EPSu raggiunge il 90% del MEPSu il Responsabile del Bilanciamento è tenuto a comunicare tale circostanza all'Utente in forma scritta. Fermo restando che ogni Utente è tenuto a controllare la propria posizione tramite il Portale sopra citato.

In tal caso il Responsabile adotta misure speciali fino al ripristino della situazione normale (con $\text{EPSu} < 0,9 * \text{MEPSu}$). Tali misure, atte a ripristinare le condizioni sono:

- comunicazione alle Imprese di Stoccaggio delle circostanze sopra descritte, per far sì che l'Impresa possa attuare opportune azioni di competenza previste al Codice di Stoccaggio delle imprese stesse;
- comunicazione al GME delle circostanze di cui sopra per le opportune azioni di competenza sul Mercato e sulla Piattaforma PB-Gas;
- rifiuto delle richieste di conferimento nonché delle transazioni (acquisizioni di capacità e trasferimenti) che comporterebbero un potenziale incremento del valore EPSuk dell'Utente.

Come sopra descritto, l'Utente ha comunque la facoltà di integrare le garanzie fornite per ripristinare le condizioni normali, e di effettuare azioni atte a ridurre l'EPSu.

5.3.2 Perdita dei requisiti

La perdita di uno o più dei requisiti per l'accesso al sistema di cui al precedente paragrafo, costituisce causa di risoluzione anticipata del Contratto di Trasporto, da parte di Snam Rete Gas, secondo i termini e le condizioni previste nel capitolo "Responsabilità delle parti" (capitolo 19 del codice di rete).

5.3.3 Conferimento di capacità ad inizio anno termico

La capacità conferita, viene espressa in Sm³/giorno attribuita per il trasporto di gas naturale sulla rete del Trasportatore su base continua e/o interrompibile⁷.

La capacità di trasporto viene richiesta e conferita presso i vari punti di ingresso e uscita della rete di trasporto che comprendono:

- Punti di Entrata interconnessi con i metanodotti esteri di importazione;
- Punti di Entrata da produzione nazionale e da stoccaggi;
- Punti di Entrata interconnessi con terminali di rigassificazione;
- Punti di Uscita dalla Rete Nazionale di Gasdotti (Aree di Prelievo, punti di interconnessione alle esportazioni, punti di interconnessione verso stoccaggi);
- Punti di Riconsegna.

Conferimento della capacità ai Punti di Entrata interconnessi con l'estero

In tali punti, ciascun Utente ha il diritto di richiedere:

- capacità di tipo annuale per periodi di un anno e più fino ad un massimo di cinque;
- capacità per periodi inferiori all'anno.

Per avere il diritto a richiedere capacità da tali punti, bisogna essere titolari di un contratto di importazione, ossia un contratto di acquisto di gas naturale, che contrattualmente viene riconsegnato presso quel punto di riconsegna.

Se tale punto è situato all'estero, il titolare dovrà integrare la sua richiesta con appositi contratti di trasporto, per rendere disponibile il gas acquistato nella rete di trasporto italiana. In questo caso la durata del contratto di importazione è pari alla minore delle durate dei contratti che lo compongono.

Per quanto riguarda il conferimento di capacità di tipo pluriennale, essa si considera come un conferimento continuo di tipo annuale. Se durante l'anno termico la capacità di trasporto contrattuale non risulta essere costante, il Trasportatore provvederà al conferimento di capacità in ciascuno dei periodi dell'anno termico con capacità costante.

Per questo tipo di contratti, è possibile richiedere al Trasportatore il conferimento delle capacità contrattuali medie giornaliere per una durata massima di cinque anni termici (e comunque non superiore a quella del contratto di importazione).

⁷ Secondo quanto previsto dagli Articoli 9 e 10 della Delibera n°137/02 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Se il punto di riconsegna è situato all'estero, le quantità vengono rettificata per tenere conto (se del caso) del diverso PCS minimo di riconsegna previsto nei contratti di trasporto.

Se al Trasportatore vengono presentate dichiarazioni di titolarità di contratti d'importazione con quantità medie giornaliere differenti all'interno di un anno termico, la quantità che verrà utilizzata al conferimento, sarà la media pesata delle singole quantità contrattuali medie indicate, sul periodo di conferimento.

Per quanto riguarda il conferimento di capacità di tipo annuale, essa si considera come un conferimento per l'intero anno termico.

In questo tipo di conferimenti, c'è un limite massimo giornaliero definito contrattualmente in base al mese dell'anno termico. Se si è in possesso di più contratti, la quantità massima non può eccedere la somma di tutte le quantità massime. Il resto dei criteri sono uguali al conferimento pluriennale.

Per conferimenti di durata inferiori all'anno termico, i limiti imposti sono quelli contrattuali, come nei precedenti casi. Il soggetto che stipula il contratto ha diritto a richiedere il conferimento della capacità a quote costanti (rispettando i limiti):

- dal primo giorno del mese successivo quello in cui si svolge il processo di conferimento di capacità inferiore all'anno;
- dal primo giorno del mese in cui è compresa la data di decorrenza del contratto di importazione, ovvero di incremento della capacità del medesimo contratto, qualora tale decorrenza sia prevista nel corso dell'Anno Termico e la cui durata raggiunga almeno la fine dell'Anno Termico successivo quello in cui il conferimento viene effettuato.

La massima quantità che può essere richiesta giornalmente, è la massima di tutti i contratti in quel periodo dell'anno.

L'ordine di priorità con la quale viene conferita la Capacità Disponibile è:

1. per prime le quote di durata inferiore all'anno richieste, la cui decorrenza (l'aumento di capacità) sia previsto nel corso dell'anno termico, e la cui durata raggiunga almeno la fine dell'anno termico successivo.
2. per seconde le quote di capacità di durata inferiore all'anno, con priorità ai soggetti che hanno richiesto tali tipi di contratti per una durata maggiore durante l'anno.

In ogni caso ad ogni utente viene conferita prioritariamente capacità di trasporto di tipo continuo⁸. Nel caso in cui le richieste siano superiori alla Capacità Disponibile il Trasportatore procede alla ripartizione pro quota della capacità nel rispetto delle priorità sopra indicate. Se durante l'anno termico accade che la capacità continua non sia sufficiente a coprire tutte le richieste pervenute, viene assegnata capacità di tipo interrompibile⁹.

Conferimento della capacità ai Punti di Entrata da stoccaggi

Per questo tipo di capacità, ogni soggetto ha diritto di richiedere capacità di tipo annuale, per un solo anno termico.

Qualora la somma delle richieste per l'Anno Termico risulti minore o uguale alla capacità di trasporto nelle condizioni di riferimento, il Trasportatore provvede a soddisfare tutte le richieste ricevute. Nel caso in cui l'entità delle richieste pervenute presso ciascuno dei Punti di Entrata in oggetto superi in aggregato la capacità di trasporto nelle condizioni di riferimento, il Trasportatore procede alla verifica tecnica delle condizioni di riferimento in relazione alle richieste pervenute. Nel caso in cui si sia

⁸ ovvero un servizio continuativo di conferimento di materia prima;

⁹ Secondo quanto previsto all'Articolo 10.3 della delibera.

accertato il superamento della capacità trasportabile, il Trasportatore ripartisce la Capacità Disponibile con il criterio pro quota¹⁰.

Conferimento della capacità ai Punti di Entrata da produzione nazionale

Come nel precedente caso, ciascun soggetto ha il diritto di richiedere capacità di tipo annuale per un solo anno termico.

Per questo tipo di conferimenti spesso ci si imbatte in problemi fisici della rete, ovvero che alcuni dei punti di entrata da produzione nazionale risultano dall'aggregazione di più punti di consegna.

Nel caso in cui la somma delle capacità richieste superi la capacità di trasporto del punto di entrata nelle condizioni di riferimento, il trasportatore procede con le verifiche tecniche. Anche in questo caso se il trasportatore non è in grado di soddisfare tutte le richieste di capacità, procede al conferimento secondo il criterio pro quota.

Criteri di conferimento della capacità ai Punti di Entrata interconnessi con terminali di rigassificazione

L'impresa di rigassificazione ha diritto di richiedere, nei limiti della Capacità Disponibile:

- capacità di trasporto di tipo annuale;
- capacità di trasporto di periodi inferiori all'anno, con riferimento a quote costanti. Ciascuna quota di capacità deve essere riferita a periodi di durata inferiore all'anno e deve indicare il/i servizio/i di trasporto che lo compongono:
 - semestrale;
 - trimestrale;
 - mensile.

Criteri di conferimento della capacità ai Punti di Uscita dalla Rete Nazionale di Gasdotti

In tali punti della rete, ciascun soggetto ha il diritto di richiedere capacità di tipo annuale, per un solo anno termico, nell'ambito del processo di conferimento annuale.

- Esportazioni: se le quote di esportazioni sono minori della massima capacità trasportabile, il trasportatore provvede a soddisfare tutte le richieste, altrimenti si applica il criterio pro quota;
- Aree di Prelievo: la capacità messa a disposizione in corrispondenza delle aree di prelievo non è soggetta a limitazioni (trattandosi di punti virtuali, il trasportatore è in grado di conferire la capacità richiesta previa conferma). L'Utente è tenuto a prenotare la capacità tenendo conto anche delle capacità prenotate su punti di riconsegna di Reti Regionali di terzi interconnesse;
- Stoccaggi: si svolge con gli stessi criteri delle esportazioni.

Criteri di conferimento della capacità ai Punti di Riconsegna all'interno della Rete di Trasporto Regionale

In suddetti punti di riconsegna, è possibile richiedere capacità di tipo annuale, per un solo anno termico, nel processo di conferimento annuale.

Tali punti, sono veri e propri punti fisici, o possono essere costituiti da aggregati di più punti interconnessi a valle. Per questo motivo, se la somma delle richieste è maggiore del massimo trasportabile, la capacità massima conferibile viene suddivisa con il criterio pro quota.

¹⁰ Articolo 9.5 della Delibera n°137/02.

5.3.4 Il processo di conferimento ad inizio anno termico

In questo processo, ancora una volta viene disincentivata la stipula di contratti a lungo termine, di fatto creando tempistiche che sono praticabili, ma che non riescono a rispondere alle fluttuazioni del mercato, fluttuazioni che con il resto del sistema creato sono sfruttabili.

Capacità pluriennale

Per poter usufruire di tale capacità il soggetto interessato, deve presentare entro il 1 Agosto, con un anticipo di due anni rispetto all'inizio dell'erogazione, provvede a presentare la richiesta di capacità. Tali soggetti devono inoltre essere titolari di contratti d'importazione. Entro il 12 Agosto Snam provvede a confermare il conferimento delle capacità, con le modalità del precedente paragrafo.

Entro il 21 agosto, ciascun soggetto deve confermare la capacità conferita, accompagnata da una garanzia bancaria pari al **20 per cento del massimo corrispettivo annuale**, sulla base dell'ultimo aggiornamento tariffario disponibile.

Nel caso in cui alcuni soggetti non siano interessati alla capacità conferita, il Trasportatore provvede a rimodulare la capacità a favore di coloro che hanno ricevuto una capacità in misura ridotta.

Il processo di conferimento pluriennale termina il 31 Agosto di ogni anno.

Processo di conferimento annuale

Le tempistiche e le modalità per la richiesta sono le stesse del conferimento pluriennale.

Si aggiunge inoltre la possibilità di richiedere la capacità attraverso i terminali di rigassificazione, i punti di produzione nazionale e infine i punti di riconsegna all'interno della rete regionale. Tali informazioni sono fondamentali per il Trasportatore, per capire l'entità e la fattibilità del conferimento per ciascun soggetto. Come in precedenza, Snam deve confermare entro il 12 di agosto; entro il 21 i soggetti presentano le conferme ai propri conferimenti di capacità presentando coperture finanziarie per il 20% del corrispettivo di capacità di trasporto impegnato.

Se il soggetto è titolare di contratto e di conferimento di capacità annuale e pluriennale, la copertura che dovrà presentare è del 20 per cento del totale

Il processo di conferimento annuale termina il 31 Agosto di ogni anno.

Tali conferimenti di capacità cominciano con il nuovo anno termico successivo.

Processo di conferimento di capacità annuale ed inferiore all'anno nel corso del mese di settembre

Una volta completato il processo di conferimento delle capacità di trasporto, il Trasportatore provvede a pubblicare le capacità conferite e disponibili, nel corso del mese di settembre.

Limitatamente ai Punti di Entrata interconnessi con l'estero e ai Punti di Entrata interconnessi con terminali di rigassificazione, il conferimento di capacità viene effettuato anche per periodi di durata inferiore all'anno.

Per poter usufruire di tale opzione, il soggetto deve richiedere la capacità entro le 17.00 del settimo giorno lavorativo del mese di settembre definendo la portata giornaliera in Sm³/g in corrispondenza dei punti di entrata, uscita e riconsegna.

Solamente per i punti di entrata interconnessi con l'estero e i punti di entrata relativi a terminali di rigassificazione, le richieste devono essere formulate riferendosi a quote costanti, contenendo periodo e relativa quota, infine il tipo di servizi di trasporto annuale e/o inferiore all'anno associati alle quote delle capacità richieste.

Snam entro decimo giorno lavorativo di settembre Snam comunica l'esito dei conferimenti.

Se la capacità conferita risulta essere maggiore di quella richiesta, i soggetti interessati provvedono a comunicare entro le 17.00 del 25 settembre gli impegni di capacità che intende sottoscrivere. Nel caso in cui la capacità disponibile risulti essere minore della richiesta, si utilizza il criterio di ripartizione pro quota. Entro il tredicesimo giorno lavorativo di settembre, il soggetto provvedono a comunicare gli impegni di capacità che intende sottoscrivere. Anche in questo caso, se uno o più soggetti non mostrano interesse per la capacità conferita, questa verrà ripartita tra coloro che ricevono una capacità ridotta rispetto alle loro richieste. L'intero processo si conclude il 25 di settembre (se è un giorno festivo o sabato, la scadenza è il primo giorno lavorativo antecedente a tale data).

5.3.5. Conferimento di capacità ad anno termico avviato

Gli utenti possono avanzare richieste successivamente all'inizio dell'anno termico, fino alla conclusione dello stesso:

- qualora vi sia Capacità Disponibile;
- per incrementi di capacità presso punti esistenti;
- per l'avvio di nuovi Punti di Entrata alla RN (nuove importazioni o nuove produzioni);
- per l'avvio di nuovi Punti di Riconsegna;
- per l'avvio di nuovi Punti di Uscita interconnessi con terminali di rigassificazione.

In relazione ai Punti di Riconsegna aventi prelievi concentrati nel Periodo Fuori Punta, gli Utenti possono avanzare richieste di conferimento di capacità di trasporto solo nel caso in cui la decorrenza sia successiva al Periodo di Punta.

I criteri di conferimento della capacità ad Anno Termico avviato sono quelli adottati per le richieste di capacità per periodi di durata pari ad un anno del precedente sottocapitolo.

Incrementi di capacità presso i punti esistenti e per avvio di nuovi Punti di Entrata della RN

La richiesta per questo processo di aumento della capacità, deve pervenire entro le 17 del settimo giorno lavorativo dalla pubblicazione delle capacità disponibili. Tale pubblicazione viene effettuata l'ultimo giorno lavorativo del mese precedente il mese a partire dal quale tali capacità si riferiscono. Per quanto riguarda i terminali di rigassificazione Snam conferisce la capacità di trasporto entro il terzultimo giorno di calendario del mese in cui perviene la richiesta. La richiesta, per essere considerata di quel mese, va consegnata entro tre giorni lavorativi antecedenti al termine in cui Snam conferisce le capacità.

- Punti di Entrata interconnessi con i metanodotti esteri di importazione

In questo caso Snam comunica ai richiedenti l'esito del conferimento entro 10 giorni lavorativi dalla data di pubblicazione delle capacità disponibili.

Per i punti in cui la capacità disponibile complessiva soddisfa quella richiesta, il richiedente è tenuto a comunicare entro le 17 del 25 del giorno precedente all'inizio del conferimento della nuova capacità (nel caso sia un sabato o un festivo, il termine è il primo giorno lavorativo antecedente) gli impegni di capacità che intende sottoscrivere (nei limiti delle capacità disponibili conferite da Snam) presentando inoltre le eventuali garanzie bancarie.

Per i punti in cui la capacità richiesta risulti maggiore di quella disponibile il Trasportatore renderà noto al richiedente l'obbligo di comunicare, entro le ore 17.00 del tredicesimo giorno lavorativo dalla data di pubblicazione delle capacità disponibili, gli impegni di capacità che intende sottoscrivere nei limiti delle capacità conferite da Snam Rete Gas presentando contestualmente le eventuali garanzie bancarie.

Nel caso alcuni non confermassero i propri interessi, la nuova capacità verrà usata per:

- conferire capacità continua, in sostituzione di capacità interrompibile conferita;
- ridurre la capacità non conferita a coloro ai quali non era stata completamente data la capacità richiesta.

Tale processo si conclude il 25 del mese (se feriale, altrimenti il primo feriale antecedente).

- Punti di Entrata da produzione nazionale, da stoccaggi e Punti di Uscita

Snam comunica a ciascuno dei richiedenti l'esito del conferimento entro 14 giorni lavorativi dalla data di pubblicazione delle capacità. Il richiedente conferma entro il 25 del mese precedente.

Le capacità di trasporto eventualmente non confermate potranno essere richieste nell'ambito del processo di conferimento del mese successivo.

- Punti di Entrata interconnessi con terminali di rigassificazione

Snam conferisce la capacità di trasporto entro il terzultimo giorno del mese in cui arriva la richiesta.

La capacità è conferita a partire dal primo giorno del successivo mese in cui è compreso l'inizio del periodo cui la quota di capacità richiesta si riferisce.

- Punti di riconsegna

Snam comunica a ciascuno dei richiedenti l'esito del conferimento entro 14 giorni lavorativi dalla data di pubblicazione delle capacità. Il richiedente conferma entro il 25 del mese precedente (se feriale, altrimenti il primo feriale antecedente).

Le capacità di trasporto eventualmente non confermate potranno essere richieste nell'ambito del processo di conferimento del mese successivo.

La capacità viene conferita a partire dal primo giorno del mese successivo; il richiedente è tenuto a corrispondere al Trasportatore la relativa tariffa per l'intero Anno Termico.

- Punti di Riconsegna in assenza di capacità conferita

Nei casi in cui Presso un punto di riconsegna non risulti conferita capacità, Snam provvede ad attivare i Fornitori Transitori per l'erogazione del servizio di Default Trasporto. Modalità e quantitativi ai quali Snam deve rispondere, sono descritti in seguito.

Processo di conferimento della capacità per Punti di Riconsegna di nuova attivazione e per Punti di Uscita interconnessi con terminali di rigassificazione

Per Punti di Riconsegna di nuova attivazione si intendono sia tutti i Punti di Riconsegna non pubblicati da Snam nel proprio sito Internet nell'elenco delle capacità disponibili, che quei Punti di Riconsegna la cui Capacità Disponibile è pari alla capacità di trasporto nelle condizioni di riferimento, come risultante dall'ultima pubblicazione mensile sul sito Internet di Snam, per la quota parte di richiesta non superiore alla capacità di trasporto pubblicata.

Snam si impegna a pubblicare sul proprio sito internet la capacità nelle condizioni di riferimento ai nuovi punti di riconsegna e si impegna a comunicare non appena il nuovo punto diventa operativo.

Per i punti interconnessi ai terminali di rigassificazione, l'Impresa comunica la capacità necessaria in uscita dal punto di interconnessione. Snam previe verifiche tecniche per confermare l'effettiva fattibilità, pubblica sul proposito internet la disponibilità della nuova capacità sul punto di uscita.

Il trasportatore garantisce il conferimento della capacità per la data di messa a disposizione se la richiesta avviene con almeno 5 giorni di anticipo, in caso contrario il trasportatore attiva il conferimento dopo 5 giorni dalla data in cui perviene la richiesta.

5.3.6. Conferimento di capacità ai sensi della delibera n° 168/06

La seguente norma ha come oggetto di riferimento la capacità di tipo annuale in corrispondenza dei punti di entrata interconnessi con i terminali esenti.

Il decreto legislativo 1° giugno 2011 n. 93, all'articolo 33, comma 1 stabilisce che i soggetti che investono nella realizzazione di infrastrutture di interconnessione di reti di trasporto nazionali di gas naturale degli altri Stati membri dell'Unione europea e la rete italiana, o nella realizzazione di terminali di rigassificazione o infine nella realizzazione di nuovi stoccaggi in sotterraneo, possono richiedere un'esenzione dalla disciplina che prevede il diritto di accesso di terzi che comporta l'applicazione delle rispettive tariffe regolamentate.

La durata dell'esenzione viene concordata caso per caso, comunque non può essere superiore a 25 anni, inoltre viene definita una quota della capacità massima per l'esenzione, stabilita caso per caso dal MISE previo parere dell'AEEGSI¹¹.

Inoltre, tale articolo, prevede che con connessioni fra stati non appartenenti all'Unione, in corrispondenza dei punti d'ingresso, si possa richiedere la priorità di allocazione del gas importato.

Le concessioni all'esenzione che sono state rilasciate sono:

- il 28.6.2005 al terminale di rigassificazione GNL di Brindisi da 8 miliardi di mc/anno, la cui realizzazione è attualmente sospesa;
- il 26.11.2004 al terminale di rigassificazione GNL di Porto Viro, Rovigo da 8 miliardi di mc/anno, attualmente in esercizio;
- il 21.12.2009 al Terminale di rigassificazione GNL Offshore di Livorno da 3,75 miliardi di mc/anno, che ha successivamente rinunciato all'esenzione ed è rientrato in regime regolato il 3.9.2014;
- il 30.11.2010 al terminale di rigassificazione GNL di Porto Empedocle da 8 miliardi di mc/anno la cui realizzazione è attualmente sospesa;
- il 21.4.2015 all'Interconnector TAP da 10 miliardi di mc/anno, attualmente in costruzione;
- il 13.10.2009 all'Interconnector IGI-Poseidon dalla Grecia a Otranto, da 8 miliardi di mc/anno, la cui realizzazione è attualmente sospesa.
- Inoltre è stata concesso il 29.10.2010 il diritto di allocazione prioritaria al gasdotto GALSI dall'Algeria alla Sardegna e quindi fino a Piombino in Toscana, da 8 miliardi di mc/anno la cui realizzazione è attualmente sospesa.
- Infine è stata avanzata il 24.1.2012 istanza di esenzione, successivamente sospesa il 16.10.2013, per il terminale di rigassificazione GNL di Falconara da 8 miliardi di mc/anno, autorizzato ma non ancora realizzato.

Secondo il codice di rete, il terminale di rigassificazione, ha diritto a richiedere l'esenzione:

- per un valore minimo almeno pari alla capacità massima giornaliera di rigassificazione del Terminale Esente rapportata alla percentuale di esenzione stessa;
- per un valore massimo pari alla capacità massima giornaliera di rigassificazione del Terminale Esente.

5.3.7. Conferimento di capacità ai sensi della delibera ARG/GAS 02/10

L'oggetto del conferimento di suddetta delibera, è la capacità espressa in SM3/g per il trasporto di gas naturale su base continua per periodi pari a uno o più anni termici presso:

- Punti di entrata connessi a terminali di rigassificazione oggetto di potenziamento;

¹¹ Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico

- Punti di entrata interconnessi con Infrastrutture UE o non UE oggetto di potenziamento. Sono esclusi i terminali esenti descritti nel precedente paragrafo. Condizione per l'attivazione del processo di conferimento descritto nel presente paragrafo 7 è la presentazione di una richiesta di accesso alla Rete Nazionale di Gasdotti ("Prima Richiesta") presso un Punto di Entrata, esistente o da realizzare, interconnesso con una infrastruttura.

Prima Richiesta

I soggetti che hanno il diritto di presentare la Prima Richiesta sono:

- Punti di Entrata interconnessi con terminali di rigassificazione esenti. L'impresa di rigassificazione, titolare dell'esenzione, richiede capacità:
 - Per un valore almeno pari al *send out* massimo giornaliero del terminale rapportato alla percentuale di esenzione;
 - per un valore massimo pari al *send out* massimo giornaliero del terminale.
- Punti di entrata interconnessi con infrastrutture UE oggetto di esenzione. Il soggetto che è titolare dell'esenzione, presenta la Prima Richiesta. Tale soggetto richiede capacità al punto di riconsegna per durate coerenti con i contratti di importazione, nei limiti in cui tali contratti ed accordi mantengono valida l'esenzione.
- Punti di entrata interconnessi con infrastrutture non UE oggetto di diritto di allocazione primaria (di seguito Diritto AP). I soggetti titolari di tale diritto AP richiedono capacità per valori e per durate corrispondenti al diritto AP accordatogli.

Verifica della prima richiesta

La verifica viene effettuata da Snam in collaborazione con il MISE. Una volta che Snam riceve la modulistica, verifica completezza e coerenza tra capacità e durata del servizio richieste, in particolare con la durata dell'esenzione, o la durata del diritto di allocazione primaria. Snam trasmette i dati al MISE per le verifiche di completezza e correttezza delle informazioni.

La verifica della richiesta si intende positiva se completezza e correttezza delle informazioni ricevute è attestata. L'esito della verifica è comunicata da Snam entro il decimo giorno lavorativo successivo alla ricezione della Prima Richiesta e comunque non oltre il quinto giorno lavorativo successivo alla data di ricezione delle verifiche del MISE.

Nell'ambito della Procedura Aperta¹² possono essere avanzate richieste di capacità di trasporto presso i Punti oggetto della Prima Richiesta e/o presso altri Punti di Entrata/Uscita, esistenti o da realizzare, interconnessi con infrastrutture di nuova realizzazione ovvero oggetto di potenziamento. Ciascun soggetto interessato può richiedere capacità di trasporto presso uno o più Punti di Entrata/Uscita.

Il termine per la presentazione di richieste di capacità di trasporto nell'ambito della Procedura Aperta corrisponde al 30° giorno successivo alla data di pubblicazione, ovvero alla data in cui Snam comunica l'esito al soggetto, o soggetti richiedenti.

Sulla base delle richieste pervenute Snam Rete Gas, coordinandosi con le altre Imprese di Trasporto interessate, provvede a determinare le capacità di trasporto funzionali a soddisfare le richieste presentate nell'ambito della Procedura Aperta e i relativi tempi per la messa a disposizione delle stesse, tenuto conto della capacità esistente o in corso di realizzazione alla data di avvio della Procedura Aperta.

Qualora presso ciascun Punto oggetto di richiesta non vi sia capacità esistente o in corso di realizzazione, alla data di avvio della Procedura Aperta, disponibili per il conferimento in misura

¹² si intende una procedura finalizzata allo sviluppo coordinato della Rete Nazionale in riferimento alle richieste di accesso a capacità di nuova realizzazione riguardante anche Punti di Entrata/Uscita diversi da quelli per i quali è stata presentata la Prima Richiesta.

sufficiente a soddisfare le richieste pervenute, Snam Rete Gas determina le capacità di nuova realizzazione mediante l'utilizzo di tutti i tipi di punti di interconnessione.

Criteri di conferimento

Snam Rete Gas conferisce le capacità di trasporto richieste ai soggetti richiedenti in possesso dei requisiti di cui ai precedenti paragrafi come descritto di seguito. Qualora la capacità tecnicamente realizzabile determinata da Snam Rete Gas sia sufficiente a soddisfare le richieste pervenute, tale capacità viene conferita con decorrenza dalla data di disponibilità della capacità stessa ai soggetti richiedenti. Qualora la capacità di trasporto tecnicamente realizzabile risulti inferiore a quella necessaria per soddisfare le capacità complessivamente richieste, ovvero le tempistiche di messa a disposizione della capacità non consenta di soddisfare le richieste complessivamente pervenute, la capacità di trasporto viene conferita con il seguente ordine di priorità:

1. presso i Punti di Entrata interconnessi con infrastrutture oggetto di Esenzione o di Diritto AP, secondo l'ordine temporale con cui tali diritti sono stati accordati dal Ministero dello Sviluppo Economico;
2. presso Punti di Entrata/Uscita interconnessi con infrastrutture diverse dalle precedenti, con ripartizione pro-quota su ciascun Punto in base alle richieste.

La comunicazione ai soggetti richiedenti della proposta di conferimento è effettuata entro 8 mesi dal completamento delle verifiche del precedente paragrafo. Questo periodo viene ridotto a tre mesi se le opere necessarie a soddisfare l'intera capacità richiesta sono già contenute nei piani delle capacità pubblicati dal Trasportatore.

5.3.8. Contratto di trasporto

Al termine del processo di conferimento effettuato all'inizio dell'anno termico, il richiedente entro il 20 settembre procede alla sottoscrizione degli impegni di capacità.

Nel caso in cui non si sottoscriva l'impegno di tale capacità richiesta, è prevista l'applicazione di una penale pari:

$(20\%)*(\text{massimo corrispettivo annuale di capacità impiegata nei conferimenti annuali e pluriennali})$

Nel caso in cui l'utente sottoscriva impegni inferiori alle capacità confermate, la penale viene calcolata:

$(\text{penale precedente})*(\text{somma capacità confermate e non sottoscritte})/(\text{somma capacità confermate})$

Da notare che in questo secondo caso, la penale del primo caso, viene moltiplicata per un fattore che è minore dell'unità. Quindi di fatto si riduce la penale che viene applicata all'utente che non conferma tutta la capacità.

Qualora l'Utente intenda effettuare cessioni di capacità per il successivo mese di ottobre, la sottoscrizione delle capacità deve avvenire entro e non oltre il termine per la sottoscrizione delle cessioni stesse.

Con la sottoscrizione dei contratti, l'Utente si impegna a rendere disponibile quotidianamente disponibile il gas delle proprie risorse di stoccaggio, nei limiti minimi e massimi determinati dall'impresa di stoccaggio. In caso non venga reso disponibile almeno il limite inferiore di gas, il contratto viene risolto anticipatamente, ai sensi della delibera ARG/gas 45/11.

La capacità che viene resa disponibile per far fronte, e per ridurre, l'esposizione potenziale del sistema di trasporto. Così facendo il Trasportatore garantisce che una parte dell'esposizione sia coperta dal gas di stoccaggio.

I quantitativi minimi, relativamente a ciascun giorno, sono determinati, con riferimento alle capacità di stoccaggio, ai quantitativi programmati ed alle giacenze dell'utente nel medesimo giorno, in misura pari a:

- a) per la disponibilità all'acquisto, al minore valore fra:
 - lo spazio residuo disponibile per l'utente, tenuto conto dei quantitativi programmati in iniezione o in erogazione nel medesimo giorno;
 - la capacità di iniezione di cui l'utente dispone al netto dei quantitativi programmati in iniezione o aumentata dei quantitativi programmati in erogazione;
- b) per la disponibilità alla vendita, al minore valore fra:
 - la giacenza residua disponibile per l'utente, tenuto conto dei quantitativi programmati in iniezione o in erogazione nel medesimo giorno;
 - la capacità di erogazione di cui l'utente dispone al netto dei quantitativi programmati in erogazione o aumentata dei quantitativi programmati in iniezione.

Il GME verifica, sulla base delle informazioni appositamente trasmesse dalle imprese di stoccaggio, che gli utenti abilitati abbiano presentato offerte nell'ambito della piattaforma per il bilanciamento nel rispetto dei limiti minimi e massimi definiti al presente articolo e segnala all'Autorità eventuali casi di mancato rispetto dei predetti limiti.

5.4 CAPITOLO 7 Cessione di capacità

Uno strumento a disposizione degli utenti nell'arco del periodo dell'anno che permette loro di rimanere bilanciati, è la cessione di capacità. In questo ambito l'utente cedente e il soggetto cessionario presentano al trasportatore le rispettive richieste di accettazione della transazione. Tale accordo avviene per un periodo definito, e cede la titolarità della capacità di trasporto in corrispondenza dei Punti di Entrata, di uscita e dei punti di riconsegna della Rete Nazionale al soggetto cessionario.

Le cessioni di capacità hanno una durata minima di un giorno e data di decorrenza a partire da qualsiasi giorno dell'Anno Termico. Per essere accettate per il giorno successivo, basta presentarle entro le 17.00 di qualsiasi giorno lavorativo dell'anno termico.

Le richieste devono essere predisposte dall'Utente cedente e accettate dal cessionario attraverso il Portale Capacità. Infine il Trasportatore deve accettare espressamente il cambio di titolarità della capacità. **La richiesta, una volta approvata è irrevocabile e una volta accettata da parte del Trasportatore, costituirà un atto integrativo al contratto di trasporto sottoscritto in data più recente.**

A tal proposito l'Utente cessionario dovrà presentare adeguate garanzie finanziarie o adeguarle alla nuova capacità, oltre che ad essere titolare dei contratti d'importazione adeguati, nel caso in cui il punto d'entrata sia interconnesso con un gasdotto estero.

Il Trasportatore, comunica l'accettazione o la non accettazione della richiesta entro cinque giorni lavorativi, e, in caso di esito positivo, la decorrenza della cessione avviene dal secondo giorno successivo alla data di accettazione.

Un altro importante strumento a disposizione degli utenti è il **Trasferimento di capacità. In questo caso il trasferimento di capacità si ha per l'attivazione di una nuova fornitura ad un cliente precedentemente servito, anche indirettamente da un altro utente (utente uscente).** Il soggetto subentrante richiede di acquisire la titolarità della capacità di trasporto strumentale per la fornitura al nuovo cliente, presso il punto di riconsegna della rete regionale fino alla fine dell'anno termico.

Anche in questo caso si ha un trasferimento di titolarità della capacità di trasporto, con una conseguente modifica al contratto di trasporto sia per l'utente subentrante, che per l'utente uscente. L'integrazione del contratto di trasporto è a carico del soggetto subentrante che dovrà presentare adeguate garanzie viste nel capitolo 5 del codice di rete.

5.5 CAPITOLO 8 Prenotazione, assegnazione e riassegnazione

Snam necessita di conoscere con accuratezza i quantitativi di gas da trasportare nella rete, immettere e ritirare, ai fini di una programmazione ottimizzata, e al fine di mantenere nei migliori parametri operativi l'intera rete di trasporto.

In questo campo risultano anche gli interventi che richiedono una interruzione del servizio di trasporto, per manutenzione programmata, o per manutenzione non programmata. Snam contatta gli Utenti interessati che nel loro programma annuale di trasporto di capacità dovranno prevedere quindi eventuali giorni in cui avverrà la manutenzione, e quindi un'interruzione del servizio. L'utente, con l'obiettivo di far conoscere con accuratezza i quantitativi di gas da trasportare, comunica:

- i quantitativi previsti ai punti in uscita dalla rete nazionale, espressi in energia;
- i quantitativi presso ciascuno dei punti di riconsegna presso i quali disponga di capacità conferita;
- il valore di PCS previsto presso ciascuno dei punti d'entrata alla rete nazionale sopra indicati.

Il piano di trasporto annuale, viene aggiornato con cadenza semestrale e comunicato il primo giorno di marzo, o primo giorno lavorativo successivo.

Entro il 20 di marzo, gli Utenti comunicano il programma aprile-settembre, con quantitativi di gas previsti in consegna presso i punti di entrata della rete nazionale presso i quali abbia capacità conferita.

Vengono inoltre richiesti a tutti gli utenti i programmi mensili e settimanali dettagliati, che rispettivamente hanno scadenze il primo giorno del mese e entro giovedì alle 12.00 di ogni settimana. I dati forniti al trasportatore sono gli stessi che vengono forniti per il programma annuale. Per quanto riguarda i programmi settimanali, l'utente dovrà fornire al trasportatore programmi già bilanciati, ovvero nei quali i quantitativi immessi dal trasportatore siano pari ai quantitativi prelevati dalla rete stessa, in cui si è già tenuto conto dei flussi di gas da/per stoccaggio.

Il programma giornaliero (prenotazione)

Il codice di rete in questo paragrafo specifica con precisione le tempistiche e le operazioni da svolgere durante il giorno gas, come prevede la norma UE 312/14.

1. Disponibilità del bilancio di trasporto provvisorio: entro le 11.30 del G-1 Snam rende disponibile il bilancio provvisorio del giorno precedente;
2. Transazione al PSV(prima sessione): entro le 12.00 del G-1 gli Utenti comunicano le transazioni che intendono effettuare al PSV;
3. I programmi giornalieri degli Utenti (nomine): entro le 13.00 del G-1 l'Utente comunica al trasportatore il programma di trasporto per il giorno G, indicando i quantitativi di gas che intende:
 - ritirare presso i punti d'entrata alla RN;
 - consegnare presso ciascun punto d'uscita;
 - consegnare presso i punti di riconsegna.

Vengono rifiutati i programmi giornalieri non bilanciati, che non rispettano la capacità conferite all'utente e diversi da quelli comunicati alle imprese di stoccaggio.

4. PCS: l'utente deve indicare il valore del PCS previsto presso ciascun punto di entrata. Il trasportatore si aggiorna i valori ai punti di riconsegna relativi ai programmi di trasporto.
5. Attività di verifica dei flussi di gas alle importazioni: Snam provvede, presso i punti di entrata, a verificare la congruenza delle prenotazioni effettuate dai propri utenti con l'analoga programmazione ricevuta dalle imprese di trasporto a monte. Nel caso i valori siano differenti e dopo una verifica siano confermati, Snam assumerà il valore minimo tra i due.
6. Punti di uscita dalla RN: il programma giornaliero è costituito dall'aggregazione dei vari programmi di riconsegna.
7. Punti di riconsegna, utenti senza mercato: per gli utenti che non dispongono di un mercato a valle del punto di riconsegna non è consentito fare delle nomine presso tale punto, anche se titolari di capacità.
8. Reti interconnesse: anche in questo caso il programma giornaliero è un'aggregazione per ciascun utente del programma giornaliero relativo ai punti di riconsegna allacciati a tali reti.
9. La conferma del programma giornaliero: entro le 17.30 del giorno G-1, dopo la verifica di trasportabilità, il trasportatore comunica la fattibilità del programma. Nel caso in cui i limiti tecnico-operativi non consentano la conferma del programma, entro la stessa ora il trasportatore comunica ai soggetti interessati l'effettiva capacità che sarà disponibile, in proporzione al programma di ciascun utente coinvolto.
10. Transazioni al PSV nel giorno gas G (seconda sessione): tra le 6.00 e le 16.30 del giorno gas G si possono comunicare tramite l'apposito portale, ulteriori transazioni di gas al PSV. trascorso tale termine temporale la funzione non risulterà più attiva. Il sistema che aggiorna il valore netto delle transazioni effettuate è il sistema CAMINUS Pipeline, i quali aggiornamenti si basano sulle transazioni registrate nel periodo in oggetto.
11. Riprogrammazione: entro le 17.00 del giorno gas G ogni utente può riformulare il proprio programma di trasporto per lo stesso giorno gas G limitatamente ai punti di entrata ed uscita in corrispondenza delle interconnessioni con gli hub di stoccaggio e dei punti di riconsegna. Entro le 19.00 del giorno G il trasportatore comunica all'utente la fattibilità del programma riformulato:
 - se non c'è congruenza tra i dati dell'utente e l'impresa di stoccaggio, vengono recepiti i dati dell'impresa di stoccaggio;
 - se il programma riformulato non risulta bilanciato il trasportatore modifica la programmazione dei punti di riconsegna dell'utente riproporzionando su tali punti i quantitativi non bilanciati. Su tale quantitativo di gas l'utente è ritenuto responsabile.
12. La riformulazione della prenotazione di capacità da parte delle imprese di trasporto: le suddette imprese sono tenute a riformulare i propri programmi giornalieri di iniezione ed erogazione nei punti di entrata e uscita in corrispondenza degli hub di stoccaggio per il giorno gas G. per questo fine entro le 9.15 del G+1 le imprese di trasporto comunicano a Snam e alle rispettive imprese di stoccaggio il dato di prenotazione.

5.6 CAPITOLO 9 Bilanciamento

In questo capitolo del codice di rete, viene descritta **la modalità di gestione del regime di bilanciamento volto ad assicurare l'esercizio sicuro ed ordinato della rete di trasporto Snam Rete Gas nonché la corretta allocazione dei costi tra gli Utenti del servizio.**

Infatti il bilanciamento nella rete, come già detto in precedenza, ha la doppia valenza di bilanciamento fisico e commerciale. Nel primo si inseriscono tutte le operazioni atte a mantenere la rete nei suoi parametri ottimali, allocando tutta la capacità richiesta; nel secondo, invece, tutte le attività necessarie alla corretta contabilizzazione ed allocazione del gas trasportato e stoccato.

Da sottolineare, come descritto dall'articolo 8.6 del Decreto legislativo,¹³ che il Trasportatore ha la funzione di mantenere nel corretto esercizio tutta la rete, e al soddisfacimento delle richieste degli utenti. **Tuttavia il trasportatore non è in alcun modo proprietario del gas trasportato, ne ha il controllo sulle quantità riconsegnate agli utenti.** Gli utenti pertanto dovranno provvedere al rispetto del bilanciamento tra le quantità immesse e prelevate dal sistema di trasporto.

Secondo il codice di rete, dato che l'utente è responsabile nei confronti dei clienti finali di fornire gas come da loro richiesto e acquisire adeguata capacità di stoccaggio commisurata al fabbisogno dei clienti.

In quest'ottica, il Trasportatore ha il compito e la responsabilità di fare ricorso ad una quota di servizio di stoccaggio, sia per contribuire alla modulazione oraria del gas da trasportare nell'arco del giorno, sia per ripristinare il corretto livello di pressione nella rete.

Secondo quanto previsto dalla delibera ARG/gas 45/11, e come già visto nei precedenti capitoli, l'Utente abilitato rende disponibile quotidianamente al trasportatore i quantitativi di gas delle proprie risorse di stoccaggio nei limiti minimo e massimo comunicati dall'impresa di stoccaggio. Tutto questo nell'ambito della piattaforma PB-GAS.

Tale piattaforma viene regolamentata, attraverso un decreto pubblicato dal GME e gestita da questo stesso ente. **Per mantenere tale piattaforma di scambio dei prodotti, il GME fa versare tre tipi di corrispettivi:**

- un corrispettivo di accesso;
- un corrispettivo fisso annuo;
- un corrispettivo per i MWh negoziati.

La PB -GAS si articola nel:

- a) MPL nell'ambito del quale, ai sensi della Del. 312/2016/R/GAS , Snam Rete Gas può richiedere l'attivazione di apposite sessioni nelle quali Snam Rete Gas si approvvigiona dagli utenti del bilanciamento dei quantitativi necessari di gas per gestire esigenze fisiche localizzate all'interno della zona di bilanciamento o eventuali scostamenti previsti tra immissioni e prelievi complessivi della rete;
- b) MGS , nell'ambito del quale, ai sensi della Del. 312/2016/R/GAS, possono essere negoziate dagli utenti e da Snam Rete Gas offerte di acquisto e vendita di gas in stoccaggio.

Come già visto Snam può richiedere con 2 ore di anticipo speciali sessioni all'interno della piattaforma di scambio per la compravendita di prodotti locational, necessari a bilanciamenti di zone in momenti al di fuori della normalità.

La stima per lo sbilanciamento, e il suo aggiornamento nonché previsione per il giorno gas G e per i giorni successivi G+1, vengono effettuati con le scadenze e con le informazioni previste dal regolamento in analisi, visto precedentemente.

5.6.1 Bilanciamento fisico

Conformemente a quanto previsto all'Articolo 8.6 del Decreto Legislativo, Trasportatore governa i flussi di gas naturale ed i servizi accessori necessari al funzionamento del sistema, tra cui il bilanciamento fisico del sistema.

Tale attività serve per bilanciare gli scostamenti che si hanno durante il giorno gas G, influenzati dai **fattori più diversi**, come le differenti condizioni meteorologiche rispetto a quelle attese. Questi fattori **influenzano i prelievi effettivi rispetto a quelli attesi degli utenti.**

¹³ Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n°164, che definisce i vari soggetti e i rispettivi ambiti di attività.

Lo strumento fisico che il trasportatore utilizza prioritariamente per affrontare questi scostamenti è lo stoccaggio:

- la variazione di flusso dovuta al gas proveniente dai punti di stoccaggio, è solo parzialmente utilizzabile dal trasportatore, e non può essere utilizzato per molti giorni consecutivi, in quanto tale quantità viene utilizzata per il bilanciamento fisico su base oraria;
- la produzione nazionale è caratterizzata da profili di produzione di tipo minerario, non asservibili alle esigenze di bilanciamento fisico della rete;
- il ricorso al ritiro dalle fonti d'importazione di quantitativi diversi da quelli nominati dagli Utenti comporta rigidità legate alla lunghezza della catena di approvvigionamento, ed impatti di tipo economico per gli Utenti. Pertanto il ricorso a tale strumento non costituisce la prassi normalmente seguita dal Trasportatore ed è comunque limitato ai casi specifici.

Di seguito i due casi specifici di bilanciamento fisico in condizioni di emergenza.

1. Emergenza per *eccesso* di gas: tale situazione si ha quando i prelievi durante il giorno gas sono inferiori alle nomine degli utenti. Il trasportatore dopo aver verificato i margini operativi di iniezione presso le imprese di stoccaggio e utilizzato la variazione dell'invaso della rete, provvede a ridurre i quantitativi programmati presso uno o più Punti di Entrata interconnessi con l'estero, selezionandoli secondo un criterio di priorità dettato dalle condizioni di esercizio. Se non ci sono condizioni di priorità, si riduce proporzionalmente dai vari punti di entrata alla rete nazionale.
2. Emergenza per *carenza* di gas: tale situazione si può verificare come prima nel caso in cui i prelievi attesi e nominati abbiano valori differenti, comportando uno sbilanciamento della rete, tuttavia può succedere anche nel caso in cui ci sia un'emergenza impiantistica o di servizio, come un guasto al metanodotto, alle centrali di compressione o altri ausiliari della rete di trasporto.

5.6.2 Bilanciamento commerciale

Di seguito vengono descritte le formule di contabilizzazione del gas trasportato, necessarie per una corretta ricostruzione dei quantitativi di gas trasportati di competenza di ciascun utente e di conseguenza una corretta attribuzione dei costi in funzione dell'effettivo utilizzo.

L'equazione di bilancio della rete:

$$I + S = P + C + PE + \Delta LP_C + GNC$$

Nella quale compaiono i seguenti termini:

- I: immissioni in rete. L'energia immessa nella rete di metanodotti del Trasportatore è la somma delle quantità immesse dagli Utenti e dal Trasportatore presso tutti i possibili punti di entrata (estero, produzione nazionale). L'energia viene ottenuta dal prodotto del volume di gas trasportato per il relativo PCS;
- S: gas di stoccaggio. La componente stoccaggi è pari alla somma algebrica delle quantità di energia fisicamente erogate (segno positivo) o iniettate (segno negativo) da ciascuno dei campi di stoccaggio;
- P: prelievi dalla rete. L'energia prelevata dagli Utenti è la somma delle quantità di energia ritirate da ciascun Utente in corrispondenza dei Punti di Riconsegna e delle interconnessioni alle esportazioni.
- C: consumi. Il prelievo di energia effettuato dal Trasportatore in relazione ai consumi delle proprie centrali di compressione viene calcolato come somma, estesa a tutte le centrali di compressione presenti sulla rete di metanodotti del Trasportatore, del prodotto dei volumi misurati giornalmente e dei PCS ed i consumi interni (misurati mensilmente). Viene inoltre

contabilizzata l'energia utilizzata per il preriscaldamento in corrispondenza degli impianti di riduzione/regolazione;

- PE: perdite. Il termine PE rappresenta le perdite distribuite, espresse in energia: trafiletti relativi alle valvole di regolazione (stimati statisticamente) e le perdite di gas in occasione di lavori di manutenzione sulla rete (calcolato tramite il calcolo del volume del tratto di rete svuotato durante i lavori);
- ΔLP_C : svasso/invaso della rete. Sempre in termini di energia si calcola la differenza tra l'inizio del giorno gas e l'inizio del giorno gas G+1;
- GNC: gas non contabilizzato. Costituisce il risultato dell'equazione di bilancio di rete. Tale termine rappresenta l'energia non determinabile, dovuta ad incertezze di misura: è quindi un aggiustamento contabile che può avere un valore positivo o negativo in modo non sistematico.

L'equazione di bilancio della rete:

$$I_K + S_K + T_K^N = P_K + GS_K + DS_K$$

Nella quale compaiono i seguenti termini:

- I, S, P sono gli stessi della precedente formula, solamente riferiti al k-esimo utente;
- GS_K : gas corrisposto per autoconsumi, perdite di rete e gas non contabilizzato. questo termine è pari a:

$$GS_K = \sum_{E=1}^n \gamma_{FUEL,E} \cdot I_{E,K} + (\gamma_{PE} + \gamma_{GNC}) \cdot P_K$$

dove:

- $\gamma_{FUEL,E}$ rappresenta la quota percentuale a copertura degli autoconsumi approvata dall'Autorità per ciascun Punto di Entrata E;
- γ_{PE} rappresenta la quota percentuale a copertura delle perdite di rete approvata dall'Autorità;
- γ_{GNC} rappresenta la quota percentuale a copertura del gas non contabilizzato approvata dall'Autorità;
- DS_K : termine di disequilibrio. Rappresenta il disequilibrio dell'Utente k-esimo e costituisce il risultato dell'equazione di bilancio dello stesso;
- T_K^N : transazioni di gas presso il PSV. Rappresenta il saldo netto delle transazioni di gas (positivo = acquisto di gas), espresse in energia. Il termine T_K^N si ottiene sommando algebricamente le quantità acquistate/cedute dall'Utente da/a altri soggetti, ed è dato da:

$$T_K^N = T_K^{PSV} + T_K^M + T_K^{GNL} + T_K^{GSE} + T_{K\text{Corr}}^{GSE}$$

dove:

- T_K^{PSV} rappresenta il saldo netto delle transazioni di gas (positivo=acquisto) espresse in energia, nominate dall'Utente nel Giorno-gas G-1 (1° sessione) e/o comunicate con effetto nel Giorno-gas G (2° sessione) presso il PSV;
- T_K^{GSE} rappresenta le transazioni concluse, ovvero il risultato degli scambi presso il PSV nel corso delle corrispondenti sessioni (1° e 2° sessione);
- $T_{K\text{Corr}}^{GSE}$ rappresenta gli eventuali scostamenti tra l'energia effettivamente immessa e prelevata da quella programmata al PSV;
- T_K^{GNL} rappresenta il risultato degli scambi/cessioni di gas effettuati con altri soggetti (ad eccezione dell'Impresa di rigassificazione e del Trasportatore) presso il Punto di Scambio Virtuale (3° sessione). Tali scambi/cessioni di gas possono essere effettuati nei casi in cui almeno una delle controparti sia utente del servizio di rigassificazione. Tali scambi/cessioni di gas riguardano

esclusivamente gli scostamenti dai programmi giornalieri del mese M comunicati dall'Impresa di Rigassificazione;

- T_K^M rappresenta il saldo netto delle transazioni di gas (positivo=acquisto di gas) concluse dall'Utente con il GME presso la Piattaforma MGAS e registrate al PSV dal GME nel corso delle corrispondenti sessioni (1° e 2° sessione).

L'equazione di bilancio del Trasportatore:

$$I_T + S_T + T_T^N + GS_T = C + PE + GNC + \Delta LP_C + BIL_{RESID}$$

dove:

- I_T fa riferimento al quantitativo di gas, espresso in energia, immesso dal Trasportatore ai Punti di Entrata, escluse le interconnessioni con lo stoccaggio;
- S_T rappresenta il quantitativo di gas immesso a/prelevato da stoccaggio da Snam nel Giorno-gas G, dato da:

$$S_T = SN_T + S_T^{op}$$

dove:

- SN_T rappresenta il quantitativo di gas programmato dal Trasportatore in immissione o in erogazione dall'hub stoccaggio;
- S_T^{op} rappresenta la differenza tra la quantità di energia complessivamente erogata/iniettata nel Giorno-gas G dall'hub stoccaggio Stogit e l'energia complessivamente programmata dagli Utenti e dal Trasportatore presso il medesimo hub stoccaggio.
- il termine T_T^N in questo caso viene calcolato come segue:

$$T_T^N = T_T^{PSV} + T_T^M + T_{RdB}^M$$

dove:

- I primi due termini sono uguali a quanto visto sopra, sono solo riferiti al trasportatore anziché all'utente k-esimo;
- T_{RdB}^M rappresenta il saldo netto delle transazioni concluse da Snam Rete Gas in qualità di Responsabile del Bilanciamento presso la Piattaforma MGAS.
- BIL_{RESID} rappresenta il valore complessivo della quota di risorse pari a:

$$BIL_{RESID} = - \sum_{K=1}^n DS_K$$

5.6.3 Le perdite localizzate

Ad eccezione dei casi di Forza Maggiore di cui al capitolo "Responsabilità delle parti", il Trasportatore si impegna a reintegrare, a propria cura e spese, le perdite localizzate di gas che si dovessero verificare sulla propria rete di metanodotti.

Nel caso in cui l'utente in un tratto di rete non sia in grado di ritirare la quantità di gas richiesto, gli verrà pagato un indennizzo da parte del trasportatore, pari al gas che non è stato in grado di ritirare dalla rete.

In questo caso per evitare che questa situazione si ripercuota sul bilancio dell'Utente attraverso un disequilibrio non motivato dal comportamento dell'Utente stesso, il Trasportatore provvederà ad indicare nel bilancio dell'Utente, congiuntamente al gas prelevato, un termine relativo al gas perduto (GP_K).

L'equazione dell'utente diventa quindi:

$$I_K + S_K + T_K^N = P_K + GS_K + DS_K + GP_K$$

L'utente per richiedere l'indennizzo dovrà presentare la documentazione che attesta l'accaduto, comprovando il costo di gas acquistato e non riconsegnato. In alternativa all'indennizzo, le parti potranno concordare la reintegrazione del gas non consegnato, con le tariffe di trasporto che verranno caricate al trasportatore.

Nel caso in cui ci sia la perdita, l'utente non risulterebbe bilanciato in quanto i prelievi sono differenti dai quantitativi programmati. In tal senso si aggiunge un termine all'equazione di bilancio a fine giornata che tiene conto del gas che è stato perso e non consegnato.

Il trasportatore per stimare la quantità di gas disperso a causa di una rottura della tubazione il codice di rete prevede una procedura apposita descritta nell'allegato 9/B del capitolo 9. In generale il volume di gas fuoriuscito sarà determinato in funzione del diametro della tubazione, della pressione cui è esercito il tratto di tubazione interessato alla fuoriuscita, della dimensione della perdita (diametro della rottura) e della durata della fuoriuscita di gas.

5.6.4 Il bilancio di consegna e riconsegna

Al termine di ciascun giorno gas il trasportatore prevede il calcolo del bilancio di consegna e riconsegna per ciascun utente. Vengono utilizzati i parametri del bilancio utente, e si basa su misure di volume e PCS effettuate in corrispondenza di:

- punti di immissione in rete;
- punti di prelievo in rete;
- interconnessioni con il sistema di stoccaggi;
- centrali di compressione.

e infine la misura della variazione di svaso/invaso della rete.

Dato che la precisione delle misurazioni può dipendere da molti fattori, **il bilancio che viene fornito al G+1 è necessariamente provvisorio e indicativo**. Ad esempio non tutte le cabine sono dotate di telelettura. Il trasportatore provvede a fornire nei giorni successivi il bilancio definitivo, come visto nelle timeline precedenti.

La determinazione della variazione di svaso/invaso della rete nel Giorno-gas avviene tramite la misura di pressione eseguita in corrispondenza di ciascun tratto di rete di cui è noto il volume. Il volume determinato secondo quanto di seguito descritto viene moltiplicato per il PCS del gas immesso in rete, al fine di esprimere anche il termine ΔLP in unità di energia.

Per il calcolo della differenza da inizio a fine giornata, la procedura prevede il calcolo di tre componenti: *volume geometrico* della rete telecontrollata (calcolata con appositi coefficienti), *misura della pressione* tramite telemisura e infine calcolo del *prodotto tra la variazione di pressione e il volume geometrico associato*.

Il risultato del calcolo, previo controllo di eventuali misure anomale, o di misure tramite coefficienti per i tratti dove non sono disponibili le telemisure, costituisce già al termine del giorno gas il dato utilizzato ai fini del bilancio effettivo.

Se per una stazione di misura in cui prelevano del gas più utenti sono necessarie delle allocazioni del gas che è transitato presso quella cabina di misurazione.

Per i punti interconnessi con l'estero, nel bilancio provvisorio saranno presi in considerazione del calcolo pro quota, mentre per il definitivo saranno associati ai vari utenti gli effettivi flussi di gas transitati.

Per ciascun Punto di Entrata da produzione nazionale, un Produttore di gas, individuato tra i soggetti che operano i campi di produzione facenti capo al Punto in oggetto, provvede a ripartire ed a comunicare entro il giorno 9 del mese successivo il mese cui tali dati si riferiscono o il primo giorno

lavorativo precedente) i quantitativi fisici mensili di gas immesso nella rete del Trasportatore sulla base di regole di allocazione concordate con gli Utenti interessati.

Perché Snam possa fare i calcoli dei quantitativi corretti, necessita dei dati forniti dai vari utenti. Se i dati pervengono entro il 9 del mese successivo (o feriale precedente se festivo) utilizza quei dati per il calcolo definitivo. In caso contrario utilizza un metodo percentuale per allocare i vari flussi di gas, e se non pervengono i dati, utilizzerà quei calcoli per il bilancio finale.

Per i quantitativi da stoccaggi i flussi vengono misurati come quanto sopra descritto.

Per quanto riguarda il punto di scambio virtuale, il quantitativo di gas che viene allocato a ciascun utente è pari alla risultante delle transazioni di gas effettuate dall'Utente stesso.

Ai sensi delle disposizioni definite dall'Autorità nella Delibera n°138/04 e successive integrazioni, Snam Rete Gas provvede ad allocare agli Utenti presso ciascun Punto di Riconsegna condiviso interconnesso con reti di distribuzione, i quantitativi di gas prelevati giornalmente, secondo quanto previsto all'articolo 20, comma 1, della citata Delibera.

I quantitativi di gas allocati agli Utenti della rete di trasporto nei Punti di Riconsegna condivisi interconnessi con reti di distribuzione vengono determinati, per ciascuno dei giorni del mese oggetto di allocazione, attraverso un percorso "bottom-up" sulla base:

- dei dati allocati per utente del servizio di distribuzione, così come comunicati dall'Impresa di Distribuzione¹⁴ e pervenuti entro le ore 18.00 del primo giorno lavorativo successivo a quello cui si riferiscono tali dati;
- delle informazioni ricevute dall'Impresa di Distribuzione stessa e dai soggetti esercenti l'attività di vendita ai fini della "mappatura" sui rapporti commerciali tra i soggetti operanti a vario titolo, entro i termini indicati nell'apposita funzionalità messa a disposizione da Snam Rete Gas.

I soggetti che operano a vario titolo al "punto di riconsegna" si possono identificare in:

- utenti del servizio di distribuzione;
- soggetti esercenti l'attività di vendita, che direttamente o indirettamente forniscono gas naturale a utenti del servizio di distribuzione e che a loro volta dispongono di gas naturale in virtù di contratti conclusi con altri esercenti l'attività di vendita;
- utenti della rete di trasporto.

Snam, per ciascun punto di riconsegna, provvede ad allocare agli utenti della rete di trasporto i quantitativi secondo le modalità:

1. profilatura su base giornaliera dei dati mensili comunicati dall'impresa di distribuzione;
2. verifica dei dati comunicati e profilati del punto precedente, con quelli misurati al punto di riconsegna;
3. determinazione del quantitativo giornaliero di ciascun Utente, a partire dalle informazioni ricevute dall'impresa di distribuzione e dagli esercenti l'attività di vendita ai fini della mappatura sui rapporti commerciali tra i soggetti che operano all'interno del punto di riconsegna.

Se a Snam pervengono i dati delle allocazioni fornite con dettaglio giornaliero, questa potrà fare un primo controllo per verificare che per ciascun giorno gas G i quantitativi non eccedano la misura giornaliera al punto di riconsegna.

Se la misura differisce dal quantitativo comunicato dall'impresa di distribuzione, la differenza verrà ripartita tra tutti i venditori in proporzione al quantitativo di gas venduto da ognuno.

¹⁴ ai sensi dell'articolo 19 della Delibera n°138/04

Le regole per la ripartizione dei rapporti commerciali intercorrenti i punti di interconnessione tra le reti sono: Percentuale (sono percentuali prefissate), o Rank (in base quindi alla priorità definita ed a eventuali valori limite prefissati).

Se non risultano disponibili informazioni inerenti alla filiera commerciale, Snam alloca agli utenti i volumi di gas consegnati agli utenti del servizio di distribuzione ripartiti in proporzione al programma di trasporto del giorno gas di ciascun utente.

Qualora non vengano comunicati sufficienti dati, o non ci sia corrispondenza tra quantitativi comunicati dagli utenti e dall'impresa di distribuzione, Snam alloca nella seguente maniera. Se il quantitativo comunicato dall'impresa di distribuzione è **minore del 90 per cento del quantitativo misurato al punto di riconsegna, Snam ripartisce tra gli utenti in maniera proporzionale al loro programma**. Se non sono disponibili i programmi di alcuni utenti l'allocazione avverrà in proporzione alla capacità conferita agli Utenti presso il Punto di Riconsegna.

5.6.5 Conguagli di misura ed allocazione

Eventuali errori di misura, sia in difetto che in eccesso, o derivanti dall'applicazione delle regole di allocazione, daranno luogo al conguaglio delle quantità di energia erroneamente determinate o allocate. Nei casi di errori verificati, il Trasportatore procederà alla sostituzione del valore errato con il nuovo valore corretto. Ciascun mese M il Trasportatore eseguirà, oltre al bilancio definitivo del mese M-1, la procedura di revisione delle misure e/o delle allocazioni per il mese M-3, e darà corso ai relativi conguagli di fatturazione.

5.6.6 Corrispettivi per il bilanciamento giornaliero

Sulla base dei quantitativi di gas risultanti dal bilancio definitivo, il responsabile del bilanciamento effettua la regolazione economica sulla base del disequilibrio giornaliero DS_K valorizzato al relativo prezzo di sbilanciamento.

- Prezzi di sbilanciamento

Il prezzo dello sbilanciamento di vendita è pari al minimo tra (ai sensi dell'articolo 5 del TIB, che verrà visto in seguito):

- il minore tra i prezzi delle offerte in vendita di prodotti STSP di tipo title;
- il prezzo medio di remunerazione del giorno gas G , P_g al netto del termine SA_G . P_g è comunicato dal GME al responsabile del bilanciamento in €/MWh arrotondato alla terza cifra decimale. SA_G rappresenta per ciascun giorno gas G il valore dello *small adjustment* fissato pari a 0,108€/MWh.

Il prezzo dello sbilanciamento di acquisto è analogo al precedente, solamente che lo *small adjustment* viene aggiunto invece che sottratto.

Ai sensi del TIB, articolo 5, nel caso in cui, in un Giorno-gas G , il GME comunichi a Snam Rete Gas che presso la Piattaforma MGAS le offerte accettate di prodotti STSP di tipo title con consegna nel medesimo Giorno-gas G siano risultate inferiori a 2000 MWh, il Prezzo Medio di Remunerazione P_G è pari alla media dei Prezzi Medi di Remunerazione dei trenta giorni precedenti.

- Corrispettivi di disequilibrio

Ai sensi del regolamento 312/2014, ciascun mese in relazione al mese di competenza del bilancio definitivo, sulla base della serie giornaliera dei valori del termine $DS_K(i)$, il Trasportatore:

- se $DS_k < 0$ applica all'utente un corrispettivo pari a

$$C_{SB} = |DS_k| * P_{SBIL\ BUY\ (G)}$$
- se $DS_k > 0$ applica all'utente un corrispettivo pari a

$$C_{SB} = |DS_k| * P_{SBIL\ SELL\ (G)}$$

Dove i termini $P_{SBIL\ BUY\ (G)}$ $P_{SBIL\ SELL\ (G)}$ sono rispettivamente i prezzi di sbilanciamento in acquisto e in vendita visti precedentemente.

- Corrispettivi di scostamento

In ottemperanza alla delibera 137/02 nel caso in cui un utente utilizzi nell'arco del giorno gas una portata superiore a quella che gli è stata conferita, incorre nei seguenti corrispettivi di scostamento:

	Soglia di tolleranza	Corrispettivo
Punti di Entrata e di Uscita interconnessi con l'estero di Tarvisio, Gorizia, Passo Gries	-	$1,125 * \max SC_K (G) * C_i^G$
Punti di Entrata e di Uscita interconnessi con l'estero di Mazara del Vallo e Gela	$SC_k > 2\%$	$1,125 * \max SC_K (M) * C_i^M$
Punti di Entrata da produzioni nazionali di gas naturale	$SC_k > 4\%$	$1,125 * \max SC_K (M) * C_i^A$
Punti di Uscita diversi dai Punti di Uscita interconnessi con gli stoccaggi	$SC_k \leq 5\%$	Non applicabile
	$5\% < SC_k \leq 15\%$	$1,125 * \max SC_K (M) * C_i^A$
	$SC_k > 15\%$	$1,5 * \max SC_K (M) * C_i^A$
Punti di Riconsegna che alimentano impianti termoelettrici	-	$1,1 * \max SC_K (G) * C_i^G$
Punti di Riconsegna diversi dai Punti di Riconsegna che alimentano impianti termoelettrici	$SC_k \leq 10\%$	Non applicabile
	$SC_k > 10\%$	$1,1 * \max SC_K (M) * C_i^A$

Dove:

- $\max SC_K (M)$ = massimo scostamento dell'Utente k-esimo registrato nel corso del mese M presso il Punto interessato;
- $\max SC_K (G)$ = massimo scostamento dell'Utente k-esimo registrato nel corso del Giorno-gas G presso il Punto interessato;
- C_i^A = corrispettivo annuale unitario di capacità presso il punto in oggetto;
- C_i^M = prodotto tra il corrispettivo annuale unitario di capacità presso il Punto i-esimo in oggetto riproporzionato su base giornaliera, il numero di giorni del mese in oggetto e il coefficiente moltiplicativo mensile di cui alla RTTG, tenuto conto dell'eventuale premio d'asta registrato nella relativa procedura di conferimento;
- C_i^G = prodotto tra il corrispettivo annuale unitario di capacità presso il Punto i-esimo in oggetto riproporzionato su base giornaliera e:
 - il coefficiente moltiplicativo giornaliero di cui alla Delibera 336/16, per i soli Punti di Riconsegna che alimentano impianti termoelettrici;

- il coefficiente moltiplicativo giornaliero di cui alla RTTG, tenuto conto dell'eventuale premio d'asta registrato nella relativa procedura di conferimento per i Punti di Entrata e di Uscita interconnessi con l'estero di Tarvisio, Gorizia e Passo Gries.

6 TESTO INTEGRATO DEL BILANCIAMENTO

L'Autorità, il 16 giugno 2016, svolge una riunione, che mira a esplicitare alcuni punti critici del regolamento europeo, che era stato recepito da Snam in forma approssimativa. **L'Autorità, affida quindi a Snam la creazione di questo testo integrato del bilanciamento con il quale sciogliere i punti critici e rendere più facile la comprensione dell'attuazione del regolamento UE 312/14.**

In particolare, gli aspetti che non avevano trovato una definizione compiuta nella modifica del codice di rete sono:

- i criteri di intervento di Snam Rete Gas nell'approvvigionamento di prodotti per il bilanciamento nell'ambito del mercato centralizzato;
- l'accesso da parte di Snam Rete Gas alla capacità di stoccaggio giornaliera per il proprio bilanciamento operativo;
- le modalità di reintegro delle risorse di Snam Rete Gas eventualmente utilizzate per il bilanciamento;
- i criteri di utilizzo e negoziazione dei prodotti locational;
- i criteri di attivazione dei servizi di bilanciamento;
- la possibilità di mantenere, nelle ultime ore del giorno gas, le attuali modalità di dispacciamento degli stoccaggi in capo a Snam Rete Gas e la regolazione dei quantitativi così movimentati in una apposita sessione di mercato;
- le modalità di attivazione e valorizzazione delle prestazioni di stoccaggio tecnicamente disponibili oltre alle prestazioni contrattuali (margini di prestazione dello stoccaggio);
- la quantificazione del piccolo aggiustamento (small adjustment);
- eventuali modifiche della disciplina del settlement funzionali a migliorare il set informativo disponibile agli utenti per la gestione del bilanciamento;

In particolare gli utenti hanno messo in evidenza alcuni aspetti tra i tanti citati dall'Autorità, probabilmente ritenuti i più lacunosi e di principale interesse per gli utenti.

Per quanto riguarda i criteri di intervento di Snam sul mercato, tutti gli utenti concordano con le considerazioni precedenti svolte dall'autorità; Snam dal suo canto non condivide quanto espresso quando si definisce il ruolo del trasportatore dipendente dai termini dell'equazione di bilancio, in quanto il ruolo del trasportatore non è approvvigionare gli utenti, bensì mirare a stimolare scambi tra gli utenti che così possono riassorbire il proprio disequilibrio e permettere il bilanciamento dell'intero sistema.

Per la possibilità che Snam disponga di propria capacità giornaliera di stoccaggio per il bilanciamento operativo: tutti gli utenti hanno espresso un parere contrario, per via dell'eventuale poca trasparenza che si potrebbe creare; Snam dal canto suo ritiene che sia necessario disporre di capacità di stoccaggio sia per fini operativi che per la sicurezza del sistema di trasporto, la cui entità, rispetto al livello attuale, potrà essere rivista dopo un congruo periodo di applicazione del nuovo regime di bilanciamento.

Snam dunque non esclude che ci possa essere uno shutdown della capacità di stoccaggio a lei fornita per fini operativi, tuttavia tale considerazione a suo avviso andrebbe fatta solamente dopo un periodo di prova con il nuovo regime in entrata in funzione.

Per quanto riguarda le modalità di reintegro delle risorse di Snam utilizzate con lo scopo del bilanciamento del sistema, gli utenti sembrano abbastanza unanimi nel voler concedere a Snam tali risorse tramite condivisione delle risorse di stoccaggio con frequenze coerenti con le necessità di Snam.

Con riferimento ai corrispettivi di sbilanciamento applicati al responsabile del bilanciamento, gli utenti non ritengono un incentivo adeguato a non utilizzare uno shortcut normativo che permette a Snam di arbitrare tra prezzo di sbilanciamento e quello di reintegro dello stoccaggio. Pertanto viene auspicato

dagli utenti che si possa introdurre una sorta di penale che possa essere valorizzata sulla base della differenza tra i due prezzi. Snam al contrario ritiene che l'applicazione di corrispettivi di sbilanciamento per incentivare l'efficiente gestione del bilanciamento non sia in linea con le disposizioni del Regolamento.

Per quanto riguarda l'accesso allo stoccaggio nelle ore finali del giorno gas, gli utenti si sono espressi positivamente, in quanto utile per limitare lo sbilanciamento a fine giorno gas, periodo nel quale potrebbe essere scarsa la liquidità o le risorse alternative per correggere la propria posizione.

Tuttavia, ci sono delle note che fanno gli stessi utenti all'Autorità. Se si prospettasse a fine giornata una costante apertura della possibilità di sfruttare le risorse derivanti dagli stoccaggi, si avrebbe una ulteriore diminuzione della liquidità nel mercato del gas. Di fatto si verrebbe meno ai principi fondanti del regolamento, limitando, e disincentivando gli utenti a bilanciarsi durante il giorno gas. Infine, da parte dell'impresa maggiore di stoccaggio, è stata evidenziata l'opportunità che "Snam Rete Gas non assuma il controllo del dispacciamento per conto degli utenti e che i quantitativi movimentati siano determinati in via definitiva a chiusura del giorno gas in misura pari ai quantitativi nominati".

In relazione al valore dello *small adjustment*, la generalità degli utenti condivide l'indicazione dell'Autorità di mantenerlo al livello attuale pari a 0,108 €/MWh. Dal canto loro, alcuni trasportatori ritengono che un valore più alto fornisca gli strumenti ai trasportatori stessi per poter garantire la valorizzazione e lo sviluppo delle risorse di flessibilità.

L'Autorità dunque, dopo aver espletato tutte le osservazioni pervenute, nel documento in oggetto, le prende in analisi.

- per i criteri di intervento impieghino risorse nella disponibilità del responsabile del bilanciamento (quali stoccaggio e line-pack) in luogo dell'approvvigionamento di prodotti STSP nei limiti di quanto risulti effettivamente "coerente con il funzionamento economico ed efficiente della rete di trasporto".
- per le risorse di stoccaggio messe a disposizione di snam, l'autorità esprime l'esigenza di definire dei limiti sensati; inoltre che possa richiedere durante il giorno gas tale capacità, se questa non compromette il funzionamento efficiente del sistema;
- inoltre per lo stoccaggio si è ritenuto opportuno che la capacità di stoccaggio disponibile al responsabile del bilanciamento sia programmata nel giorno precedente (G-1) a quello di flusso in modo che la capacità non utilizzata sia messa a disposizione nell'ambito delle sessioni day-ahead gestite dall'impresa di stoccaggio;

Altre considerazioni sono su come sia opportuno definire le grandezze di incentivazione del responsabile del bilanciamento, definendoli prima dell'entrata in vigore, così da definire le quantità che Snam può utilizzare, il tutto in maniera trasparente, nell'ottica di una gestione economica ed efficiente del sistema di trasporto.

Da qui, nasce l'idea di raccogliere tutto in un testo unico detto Testo Integrato del Bilanciamento Gas (TIB) tutti quegli aspetti del regolamento europeo che necessitano un chiarimento o una specificazione, nel contesto italiano. Di fatto si l'autorità va ad inserire all'interno tutte le disposizioni già definite nelle deliberazioni 45/11 e la 155/11 ARG/gas.

6.1 Disposizioni generali

Nel primo articolo il tema trattato è il regime di bilanciamento, in cui si riprendono le definizioni e i principi del regolamento UE 312/14. Tra le varie definizioni risultano interessanti come terminologia il *System Average Price* o *SAP* e il *TSOP*. Il primo è, relativamente a un giorno gas, la media ponderata dei prezzi delle offerte accettate presso la piattaforma di scambio di prodotti title con consegna in quel giorno gas, pesata sulla base dei quantitativi di gas, espressi in energia, associati a ciascuna offerta selezionata. Il secondo è il prezzo maggiore/minore di tutti gli acquisti/vendite di prodotti title di prodotti locational conclusi dal responsabile del bilanciamento per il giorno gas.

6.2 Disposizioni per l'erogazione del servizio di bilanciamento

Il secondo articolo, va a trattare i criteri di intervento del responsabile di bilanciamento nel mercato, oltre che al bilanciamento operativo.

I criteri seguiti nell'intervento sono quelli descritti all'articolo 6 del regolamento, in particolare il responsabile del bilanciamento, utilizza la compravendita sulla PSV di prodotti title e locational.

Nel caso si richieda la necessità di scambiare prodotti locational, il responsabile attiva la procedura attraverso il sito del GME.

Al fine di mantenere, all'interno del giorno gas, la rete di trasporto entro i suoi limiti operativi, oltre agli strumenti sopra individuati, il responsabile del bilanciamento utilizza la capacità di stoccaggio per la modulazione oraria della rete di trasporto, e può chiedere alle imprese di stoccaggio di modificare i flussi fisici rispetto alle nomine, comunque rispettando i vincoli di programmazione oraria dello stoccaggio.

Se ci sono differenze tra i flussi da stoccaggi misurati al punto di interconnessione dell'impresa, con quelli programmati dagli utenti, queste verranno processate il giorno successivo.

Per gestire con margini di sicurezza partite di gas relative a consumi della rete, perdite della rete, gas non contabilizzato e linepack, il responsabile del bilanciamento utilizza le capacità di stoccaggio di cui dispone, diverse da quelle per la modulazione oraria, secondo i seguenti criteri:

- la programmazione avviene entro un certo termine, definito nel codice di rete, all'interno del giorno gas G-1;
- la programmazione avviene in base a criteri che tengono conto dei parametri di funzionamento della rete di trasporto a tal fine rilevanti.

Come visto in precedenza, e come si ipotizzava nella 312/16, la capacità non programmata è offerta ad un prezzo nullo¹⁵.

L'articolo quattro, il focus si dirige verso la gestione dei quantitativi di gas fra imprese di trasporto, imprese di rigassificazione e imprese di stoccaggio che gestiscono impianti interconnessi.

In questo passaggio si confermano le impostazioni trovate nel codice di rete, e nel regolamento, per quanto riguarda le interconnessioni tra diversi terminali come i terminali di rigassificazione, quelli di produzione o quelli di interconnessioni tra diverse reti. Per le imprese che gestiscono le infrastrutture interconnesse e il responsabile del bilanciamento sottoscrivono un accordo che definisce i limiti giornalieri e mensili del conto di bilanciamento tenendo in conto le condizioni specifiche delle rispettive infrastrutture.

I quantitativi presenti nel conto di bilanciamento al termine di ciascun mese sono regolati tra le parti in valore economico sulla base del valore medio del SAP del medesimo mese.

L'articolo cinque riguarda il prezzo dello sbilanciamento. Questo articolo è di fatto di interesse per tutti gli utenti, in quanto va a specificare tutti quei valori a discrezione di ogni stato che non erano stati descritti nel regolamento generale.

Al fine della determinazione dei prezzi di sbilanciamento, in questo articolo del TIB si determinano i seguenti parametri:

- il valore del piccolo aggiustamento è posto pari a 0,108 €/MWh;
- il prezzo medio ponderato è posto pari al SAP ovvero alla media dei SAP **dei trenta giorni precedenti nei casi in cui, relativamente ad un giorno gas le offerte accettate, presso la piattaforma di scambio, relative a prodotti title siano risultate inferiori a 2000 MWh;**
- il prezzo di cui all'articolo 22, comma 2, lettera a), sub i), del Regolamento è pari al TSOPs;
- il prezzo di cui all'articolo 22, comma 2, lettera b), sub i), del Regolamento è pari al TSOPb.

¹⁵ nell'ambito delle procedure di cui al comma 3.3 lettera b della deliberazione 193/2016/R/gas

L'Autorità definisce, su proposta del responsabile del bilanciamento, i casi e le condizioni in cui l'approvvigionamento di prodotti locational per i fini di cui al comma 2.3 lettera e), sub (ii), non è considerato ai fini della definizione di TSOPs, TSOPb, SAP in quanto tale approvvigionamento non è risultato necessario.

Nel caso in cui il responsabile del bilanciamento ritenga che sussistano le condizioni di emergenza per eccesso di gas, tali da attivare le procedure di riduzione delle immissioni, il prezzo marginale di vendita di cui all'articolo 22, comma 1, del Regolamento si applica un prezzo pari a zero.

Nel caso in cui in un giorno gas, ai fini del mantenimento dell'equilibrio della rete di trasporto siano risultate necessarie le misure non di mercato di cui all'allegato 2 del decreto del Ministro dello sviluppo economico 19 aprile 2013¹⁶, in luogo del prezzo marginale di acquisto di cui all'articolo 22, comma 1, del Regolamento si applica un prezzo pari a 82,8 €/MWh.

6.3 Disposizioni in materia di mercati per l'approvvigionamento delle risorse di bilanciamento

L'articolo 6 si concentra sul mercato dei prodotti locational. si definiscono per cui le sessioni, l'ente che individua i punti di entrata/uscita (GME). In questo mercato particolare mercato sono ammesse alla negoziazione le sole offerte degli utenti di segno opposto a quella, o quelle, del responsabile di bilanciamento. Il responsabile del bilanciamento individua nell'ambito del proprio codice di rete eventuali ulteriori requisiti e limiti per la presentazione delle offerte e si coordina con il GME al fine della verifica del loro rispetto. Le offerte che vengono presentate all'interno di queste speciali sessioni, non vengono ordinate per massimizzare la convenienza dei vari utenti, ma essendo una sessione di emergenza, vuole massimizzare il valore netto delle transazioni concluse in esito alla procedura. Tale valore netto viene definito come la differenza fra il valore complessivo delle offerte di acquisto e il valore complessivo delle offerte di vendita, determinati come prodotto tra i prezzi e le rispettive quantità.

L'articolo sette si focalizza sul mercato per la negoziazione di gas in stoccaggio.

Anche in questo caso è il GME a gestire le sessioni di negoziazione di gas da stoccaggi. In ciascuna offerta vengono inseriti i range di prezzi ai quali l'utente è disposto ad accettare la transazione.

Tuttavia l'utente durante il giorno gas può presentare al massimo 10 offerte di acquisto, con limiti di acquisto coerenti con quanto visto precedentemente.

In particolare, per la disponibilità all'acquisto, allo spazio residuo disponibile per l'utente, tenuto conto dei quantitativi programmabili in iniezione e per la disponibilità alla vendita, alla giacenza residua disponibile per l'utente, tenuto conto dei quantitativi programmabili in erogazione.

Anche qui le transazioni vengono combinate per massimizzare il valore netto delle transazioni concluse in esito alla procedura. La combinazione di tali offerte segue il normale principio di domanda e offerta di un bene.

Il GME individua le offerte accettate in corrispondenza della quantità di equilibrio (Q^*) corrispondente al valore più elevato dell'intervallo di quantità del tratto orizzontale in cui le curve di domanda e di offerta si sovrappongono.

Tale criterio è detto del minimo costo del soddisfacimento di un incremento del prelievo di gas.

L'applicazione di tale criterio comporta che, qualora le curve di domanda e di offerta si intersechino:

- In corrispondenza di un punto o di un tratto orizzontale, il prezzo di remunerazione sia quello corrispondente a detto punto ovvero a detto tratto orizzontale;
- In corrispondenza di un tratto verticale delle due curve, il prezzo di remunerazione sia pari al limite minimo di tale tratto verticale.

In tal modo, il prezzo di remunerazione è tale da garantire che:

- Siano accettate tutte le offerte di vendita aventi prezzo minore del prezzo di remunerazione;

¹⁶ questo decreto tratta dei Contributi per i costi ambientali di ripristino dei luoghi a valere sul Fondo per la razionalizzazione della rete di distribuzione dei carburanti e suo rifinanziamento

- Siano accettate tutte le offerte di acquisto aventi prezzo maggiore del prezzo di remunerazione;
- Le offerte di acquisto e di vendita aventi prezzo uguale al prezzo di remunerazione siano accettate per l'intera o parziale quantità offerta;
- Risultino non accettate le sole offerte di vendita e di acquisto aventi, rispettivamente, prezzo superiore ed inferiore al prezzo di remunerazione.

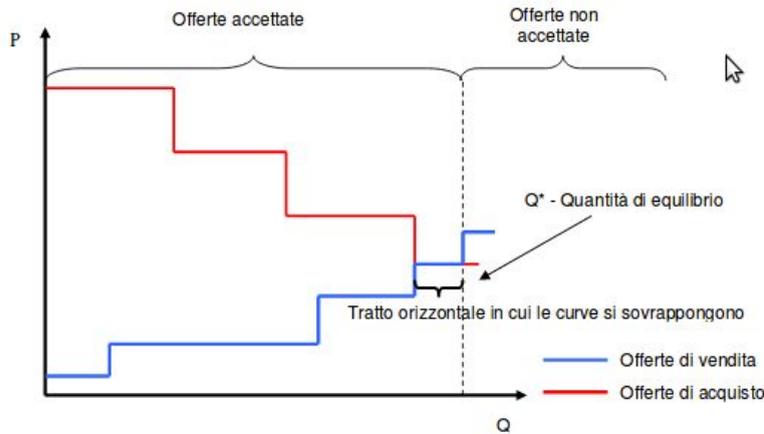
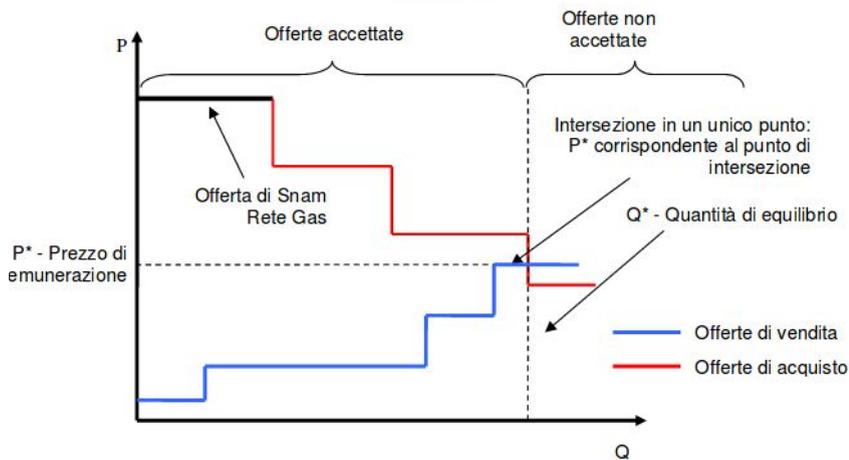


Figura 4a



L'articolo otto si concentra sul tema della neutralità.

I fondi raccolti dagli oneri di sbilanciamento vengono inviati alla Cassa. Il responsabile del bilanciamento versa se positivo l'ammontare corrispondente alla differenza tra:

- la somma dei corrispettivi di bilanciamento applicati agli utenti del bilanciamento, dei ricavi derivanti dalla cessione di prodotti STSP;
- la somma dei corrispettivi di bilanciamento riconosciuti agli utenti del bilanciamento, i costi derivanti dall'acquisto di prodotti STSP.

Mentre è adibita all'autorità la funzione di determinare le modalità e le tempistiche con le quali il responsabile del bilanciamento versa e recupera gli importi.

Articolo nove: incentivi.

Ai sensi dell'articolo 11 del regolamento, si instaura un sistema di incentivi nei confronti del responsabile di bilanciamento finalizzato al perseguimento di azioni di bilanciamento coerenti con il funzionamento economico ed efficiente della rete di trasporto.

Vengono quindi misurati i seguenti indicatori di performance:

- a) errore nella previsione dei quantitativi giornalieri di gas previsti in riconsegna effettuata nel giorno precedente a quello di flusso:

$$p1 = 100 \cdot \frac{|p^s - p^e|}{p^e}$$

dove i due termini sono i quantitativi previsti in consegna, ed effettivamente consegnati.

- b) distanza tra i prezzi delle azioni di bilanciamento in acquisto e vendita e il prezzo medio ponderato di mercato in ciascun giorno gas:

$$p2 = 100 \cdot \frac{\max\{TSOPb,SAP\} - \min\{TSOPs,SAP\}}{SAP}$$

- c) bilanciamento residuale:

$$p3 = |S^{op} + LP^d - LP^e|$$

dove S^{op} è la differenza relativa ad un giorno gas fra

- energia misurata ai punti d'entrata e uscita interconnessi con gli stoccaggi;
- l'energia complessivamente programmata presso i punti di entrata uscita interconnessi con gli stoccaggi risultante dai programmi degli utenti come da ultimo riformulati e dal programma del responsabile del bilanciamento.

mentre LP^d è il livello linepack al termine di G dichiarato al G-1, infine LP^e è il livello linepack effettivamente raggiunto.

A ciascuno degli indicatori di performance sopra descritti si applica una tariffa di incentivazione secondo una relazione del tipo:

$$Ik = \begin{cases} ik_1 - mk_1 \cdot pk & \text{per } 0 \leq pk \leq ak_1 \\ ik_2 - mk_2 \cdot pk & \text{per } ak_1 < pk \leq ak_2 \\ ik_3 - mk_3 \cdot pk & \text{per } pk > ak_2 \end{cases}$$

dove i parametri sopra descritti sono così definiti:

- $k_{1...3}$ sono parametri espressi in euro/giorno, differenziati per indicatore di performance pk;
- $-mk_{1...3}$ sono costanti numeriche, differenziate per indicatore di performance pk;
- $-ak_{1...2}$ sono costanti numeriche, differenziate per indicatore di performance pk.

Articolo dieci: garanzie a copertura dell'esposizione dell'utente.

In questo caso è il responsabile del bilanciamento che organizza e gestisce un sistema di garanzie sulla base di modalità e condizioni stabilite nel proprio codice di rete. Snam fa dunque riferimento nel TIB al suo codice di rete per questo argomento. Dunque restano valide tutte le informazioni scritte nelle pagine precedenti.

In particolare si ricordano alcuni passaggi comunque riportati nel TIB. Il responsabile determina per ciascun utente l'EPSu e il MEPSu. Il primo viene determinato giornalmente in relazione alle partite economiche derivanti dall'applicazione dei corrispettivi di sbilanciamento. Le partite economiche vengono calcolate come descritto in precedenza.

L'utente presenta garanzie bancarie in grado di coprire EPSu e MEPSu. Nel caso in cui l'esposizione giornaliera sia maggiore della massima, il responsabile del bilanciamento ne dà tempestiva

comunicazione al GME ed all'utente interessato ed adotta tutte le misure per limitare gli oneri del sistema del gas legati alla possibile insolvenza dell'utente.

Le misure che vengono adottate sono:

- a) la sospensione del diritto dell'utente del bilanciamento di registrare cessioni in vendita presso il PSV;
- b) la sospensione del diritto dell'utente del bilanciamento di cedere gas detenuto in stoccaggio ad altri utenti;
- c) il rifiuto di conferire all'utente del bilanciamento ulteriori capacità di trasporto presso punti di riconsegna.

Nel caso in cui non riduca la propria EPSu si applicano le regole scritte nel codice di rete, in particolare si risolve il contratto con l'utente. Nel momento in cui si ripristina l'EPSu decade quanto scritto.

6.4 Obblighi informativi

Articolo 11 Informazioni agli utenti

Su questa tematica si segue il capo VIII del Regolamento. Il responsabile del bilanciamento pubblica entro un termine definito nel codice di rete il livello di linepack atteso al termine del giorno gas successivo. Pubblica dunque giornalmente il bilancio di trasporto provvisorio, e aggiorna i valori di deltaPL, C, PE e GNC una volta in possesso del bilancio di trasporto definitivo.

entro la fine di ciascun mese pubblica sul proprio sito internet la somma del prelievo annuo associato a ciascun punto di riconsegna delle rete di distribuzione, aggregata per punto di consegna della rete di trasporto e dettagliata per tipologia di profilo di prelievo standard.

Inoltre sempre sul sito del responsabile vengono pubblicati i su base trimestrali gli aggiornamenti con dettaglio giornaliero e mensile dei valori registrati delle performance e dei relativi incentivi dell'articolo 9 del TIB.

Il GME assicura la pubblicazione delle informazioni, nonché la trasmissione al responsabile del bilanciamento delle informazioni funzionali alla definizione dei prezzi di sbilanciamento. Inoltre con cadenza almeno trimestrale organizza incontri con gli utenti al fine di condividere le proprie analisi relative ai criteri di intervento adottati per le azioni di bilanciamento operativo della rete. Inoltre si analizzeranno gli esiti dei meccanismi di neutralità e incentivazione.

Conclusioni

Con la disposizione del nuovo regolamento europeo per il bilanciamento del gas, l'Europa ha voluto condurre tutti gli stati membri verso una meccanica maggiormente lastminute.

Si vengono a creare quindi le condizioni per una maggiore apertura del mercato del gas ad altri fornitori, in un mercato spesso influenzato dalla Russia anche politicamente. Inoltre così facendo si possono creare altri legami con partner commerciali, come l'azerbaijan che con la recente costruzione della Trans Adriatic Pipeline, è potuto arrivare fino in Italia, e prima ancora ha potuto creare legami commerciali con tutti i Balcani.

Inoltre l'opportunità per i paesi che si affacciano sul mare, è quella di poter accogliere negli ultimi anni anche il gas liquefatto.

L'apertura del mercato ha consentito di economizzare l'intero sistema, in quanto una maggiore concorrenza giova alle tasche dei clienti finali, con una spinta degli altri settori, che si trovano a dover lavorare con una materia prima più conveniente.

D'altro canto la sicurezza dell'intero sistema non è stata tralasciata, ponendo alla base un codice che disincentiva l'adozione di comportamenti errati da parte di Utenti e gestore del sistema di trasporto. Si mette inoltre nelle mani dell'Autorità la capacità di discernere comportamenti errati sia da parte degli Utenti che da parte dei trasportatori, con l'aiuto degli stessi. Dato che ognuno cerca di portare a proprio vantaggio modifiche del regolamento, questi due insiemi di soggetti annullano a vicenda questo modo di fare, portando di fatto come vantaggio un sistema veramente equilibrato. Questo viene evidenziato nella creazione del testo integrato del bilanciamento, che con il contributo degli utenti e dei trasportatori, è stato modificato mettendo in evidenza gli aspetti chiave di trasparenza e imparzialità del regolamento.

Abbiamo inoltre una forte componente di interazione con gli altri stati membri dell'Unione Europea, che con la creazione di un regolamento unico, possono, e in alcuni casi devono, interagire con le autorità degli altri stati allo scopo di dare o ricevere consigli o avvertire di modifiche al regolamento nazionale.

Inoltre con regole uniche, è possibile andare ad inserirsi su altri mercati, se lo si ritiene opportuno, senza sostenere sforzi per cambi di regolamento.

Esiste inoltre l'Autorità europea che vigila su tutte quante le Autorità nazionali e che si occupa della gestione della pubblicazione della documentazione di interesse. In Europa si auspicava ad un mercato unico, con un unico ente che gestisse il bilanciamento di tutti gli stati. Tuttavia l'infattibilità per ora risiede nella difficoltà di individuare il responsabile del bilanciamento al livello europeo, e nelle complicazioni che risiedono nell'interagire con tutti gli stati membri.

Come contro si ha, come visto nei vari capitoli, una certa rigidità e macchinosità del sistema, necessari per mantenere la trasparenza necessaria, soprattutto per quanto riguarda il ruolo del responsabile del sistema del bilanciamento. Esso infatti è tenuto ad avere un'enorme quantità di dati proveniente da utenti e sistemi di misura sparsi per tutta la rete di trasporto, inoltre ha la possibilità di intervenire sul mercato del bilanciamento per apposite sessioni, quando ritiene che sussistano le condizioni necessarie. Dato che ha la possibilità di utilizzare questi mezzi, il suo ruolo è fortemente controllato e durante l'anno si eseguono diversi meeting per determinare l'andamento dell'intero sistema.

Un altro punto sfavorevole a tale sistema, è il costo da sostenere. Il personale che gestisce il sistema del bilanciamento è situato presso Snam, tuttavia tutti i costi relativo ad esso, è in carico al sistema stesso. A tale scopo il Regolamento è molto chiaro: i corrispettivi che il gestore del sistema del bilanciamento applica, non servono per far guadagnare Snam, ma servono soltanto per coprire i costi sostenuti dall'ente per sostenere tutta la struttura organizzativa ed esecutiva. Di fatto anche il GSM applica dei corrispettivi per poter far fronte alle spese della piattaforma di bilanciamento, che sostiene tramite i corrispettivi visti in precedenza.

Bibliografia

CAPITOLO 2

www.nedgia.it/it/chi+siamo/il+mercato+del+gas/1297136465075/storia+.html

www.difesa.it/SMD_/CASD/IM/IASD/.../Documents/Articolo_Gas_Naturale.pdf

www.legambientepisa.it/wp-content/uploads/2012/12/tesi-di-laurea.pdf

www.difesa.it/SMD_/CASD/IM/IASD/.../Documents/Articolo_Gas_Naturale.pdf

www.anigas.it/opencms/opencms/Anigas/Associazione/Storia/Storia.html

www.italgas.it/azienda/storia/

it.wikipedia.org/wiki/Galsi

www.edison.it/it/gasdotto-galsi

www.snam.it/it/investor-relations/separazione_italgas/operazione_in_breve.html

www.italgas.it/azienda/storia/

www.snam.it/it/chi-siamo/la-storia/

CAPITOLO 3

www.difesa.it/SMD_/CASD/IM/IASD/.../Documents/Articolo_Gas_Naturale.pdf

CAPITOLO 4

[UE312/2014.pdf](#)

[https://it.wikipedia.org/wiki/Rigassificatore_\(GNL\)#Rigassificatori_in_Italia](https://it.wikipedia.org/wiki/Rigassificatore_(GNL)#Rigassificatori_in_Italia)

http://www.stogit.it/it/servizi/capacita_stoccaggio/servizio_bilanciamento_utenti.html

CAPITOLO 5

[470/2015/R/gas.pdf](#)

[codice di rete snam.pdf](#)

CAPITOLO 6

[Testo integrato del bilanciamento.pdf](#)

[584-16all.pdf](#)

Altro:

- delibera 249-12 “Disposizioni volte a garantire il bilanciamento del gas naturale in relazione ai prelievi presso i punti di riconsegna del sistema di trasporto in assenza del relativo utente”
- delibera 466-16 “Modifiche della disciplina del servizio di default sulle reti di trasporto del gas naturale”
- delibera 540-16 “Ulteriori disposizioni inerenti alla disciplina del servizio di default trasporto, a partire dall’1 ottobre 2016, in ordine alle reti regionali di trasporto”
- delibera 045-11arg “Disciplina del bilanciamento di merito economico del gas naturale”
- delibera 103-16 “Aspetti attuativi del regolamento UE 312/2014 del 26 marzo 2014”
- delibera 312-16 “Bilanciamento gas, in attuazione del regolamento UE 312/2014”
- delibera 312-16allA “Testo integrato del bilanciamento”
- TIGV 1-10-16 “Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale e gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane”
- delibera 514-13 “Criteri di regolazione delle tariffe di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo 2014-2017”

- direttiva 2009_73_CE “Direttiva relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale”
- UE994_2010 “Regolamento concernente misure volte a garantire la sicurezza dell’approvvigionamento di gas”
- Esito_SBU_StoricoAT-16-17 “Esito della procedura di assegnazione per il servizio di bilanciamento utenti”
- 469-16R_Gasst “Regime di incentivazione del responsabile del bilanciamento”
- Regolamento_2009-713-CE “Regolamento che istituisce un’Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell’energia”
- 115-11arg “Approvazione di una proposta di modifica del codice di rete predisposto dalla società Snam Rete Gas S.p.A. ai sensi della deliberazione dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas 14 aprile 2011, ARG/gas 45/11 e disposizioni per l’avvio del sistema di bilanciamento nonché del sistema di garanzie di cui alla medesima deliberazione”