



VALUTAZIONE DEGLI INCENTIVI A SNAM RETE GAS

Relazione sui primi sei mesi di funzionamento del nuovo regime di bilanciamento

(ai sensi del punto 2 della deliberazione 554/2016)

DMEA
Mercati Gas all'Ingrosso

15 maggio 2017

Sommario

Dopo sei mesi dall'avvio del nuovo regime di bilanciamento, sono esaminate le *performance* di SNAM Rete Gas (SNAM) nell'attività di bilanciamento, misurate secondo gli indicatori stabiliti con la Deliberazione 312/2016/R/gas [1] e sono quantificati, per il periodo in esame, gli incentivi economici a SNAM ivi previsti.

La Deliberazione 554/2016/R/gas [2] ha lasciato aperta la possibilità di una revisione dei parametri dell'incentivazione trattandosi di una prima applicazione, in modo da confermare o correggere eventuali errori e, grazie ad una taratura più precisa, migliorarne l'efficacia nel lungo termine.

La delibera ha inoltre previsto che la revisione degli incentivi non fosse basata sul mero risultato numerico, ma che fosse anche tenuto conto degli effettivi sforzi organizzativi e gestionali intrapresi da SNAM per migliorare le proprie prestazioni.

La relazione è divisa in tre parti: nella *prima parte* sono richiamati i principi e gli obiettivi generali del bilanciamento contenuti nel Regolamento UE 312/2014 [3].

Nella *seconda parte* sono riportate le specificità relative all'implementazione del Regolamento in Italia, attraverso una rassegna di quanto contenuto nelle delibere dell'Autorità e nei codici di rete, codici di stoccaggio e codici di rigassificazione.

Nella *terza parte* è condotta un'analisi numerica relativa ai primi sei mesi del nuovo regime di bilanciamento, in modo da effettuare una prima valutazione circa la corrispondenza tra l'andamento dei mercati del gas e gli obiettivi fissati dal Regolamento UE 312/2014 [3].

Oltre alla valutazione degli incentivi, la relazione è anche l'occasione per una valutazione più estensiva dell'andamento del nuovo regime di bilanciamento e per un esame dei possibili interventi per migliorarne l'efficienza.

Indice

Organizzazione del documento e convenzioni	5
1 Principi e obiettivi generali del bilanciamento	6
1.1 Caratteristiche essenziali del nuovo regime	6
1.2 Ruolo residuale del Transmission System Operator (TSO)	7
1.3 Informazioni agli utenti	7
1.4 Prezzi di sbilanciamento	8
1.5 Principio di neutralità e incentivi	8
1.6 Prodotti standardizzati di breve termine	9
1.7 Servizi di bilanciamento	9
2 Implementazione e specificità del caso italiano	10
2.1 Riferimenti normativi	10
2.2 Nomine e rinomine orarie	11
2.2.1 Rinomina oraria e liquidità del mercato	11
2.2.2 Implementazione della rinomina oraria	12
2.3 Struttura del mercato	14
2.4 Servizi di stoccaggio e ripartizione della capacità	16
2.4.1 Lo stoccaggio operativo	16
2.4.2 Lo stoccaggio di modulazione	17
2.4.3 Azioni di bilanciamento degli utenti e del TSO	17
2.5 Il mercato del gas in stoccaggio (MGS)	18
2.5.1 Il mercato MGS per gli utenti	18
2.5.2 Il mercato MGS per il TSO	18
2.6 Il sistema di incentivi	19
2.6.1 Taratura dei parametri	20
2.6.2 Punti aperti nella definizione del regime di incentivazione	22
3 Analisi degli incentivi per il bilanciamento	25
3.1 Considerazioni generali	25
3.2 Andamento della prestazione p_1 e dell'incentivo I_1	25
3.2.1 Calcolo dell'incentivo	25
3.2.2 Conclusioni in merito alla revisione dell'incentivo I_1	27
3.3 Andamento della prestazione p_2 e dell'incentivo I_2	28
3.3.1 Calcolo dell'incentivo	28
3.4 Andamento della prestazione p_3 e dell'incentivo I_3	29
3.4.1 Calcolo dell'incentivo	29
3.4.2 Calcolo dell'effetto combinato di I_2 e I_3	29
3.4.3 Conclusioni sulla revisione degli incentivi I_2 e I_3	29
3.5 Conclusioni	30

Glossario e Acronimi	41
Glossario	41
Acronimi	45
Riferimenti normativi	47
Direttive Europee	47
Leggi dello Stato Italiano	47
Decreti del Ministero	47
Delibere dell’Autorità	47
Consultazioni	49
Codici	49

Elenco delle figure

1	Variazione delle nomine nei punti di immissione (differenza tra il valore delle 6:00 e le 22:00 del medesimo giorno-gas)	13
2	Struttura del mercato italiano	14
3	Sistema di incentivazione	20
4	Evoluzione dei prezzi di sbilanciamento	31
5	Differenziali tra i prezzi al PSV e i prezzi al TTF dei prodotti a termine	32
6	Andamento giornaliero della prestazione <i>p1</i> e valore medio mensile nel primo semestre	33
7	Curva monotona della prestazione <i>p1</i> nel periodo ottobre 2016 – marzo 2017	34
8	Andamento giornaliero della prestazione <i>p2</i> e valore medio mensile nel primo semestre	35
9	Andamento giornaliero della prestazione <i>p3</i> e valore medio mensile nel primo semestre	36
10	Curva monotona della prestazione <i>p3</i> nel periodo ottobre 2016 – marzo 2017	37
11	Volumi scambiati su M-GAS (MGP+MI)	38
12	Volumi scambiati su MGS da tutti gli utenti e quota di scambi di SNAM	39
13	Variazioni giornaliere di linepack nel periodo ottobre 2016 – marzo 2017	40

Elenco delle tabelle

1	Volumi e prestazioni dello stoccaggio operativo e dello stoccaggio di modulazione nell’anno termico 2016-2017	17
---	---	----

2	Tabelle di sintesi degli incentivi nel primo semestre di applicazione	27
3	Volumi scambiati sui mercati MGP MI e MGS da tutti gli utenti confrontati con i volumi scambiati sugli stessi mercati da SNAM	28

Organizzazione del documento e convenzioni

Glossario I termini contenuti nel glossario (come ad esempio anno termico) sono evidenziati con un diverso carattere **sans serif**. Nel caso il termine evidenziato sia nella forma plurale, la definizione nel Glossario è riportata nella forma singolare (ad es. la definizione di utenti deve essere ricercata nel Glossario come utente).

Nel Glossario, la nota a margine indica se la definizione è specifica di questo documento (in questo sarà indicata con “AEEGSI”) oppure se è tratta da altre fonti della normativa primaria.

Acronimi Gli acronimi utilizzati sono riportati nella forma estesa al primo utilizzo e, per comodità di lettura, sono elencati nella Sezione “Acronimi” a pagina 46. Il significato della forma estesa, se necessario, è poi esplicitato nel Glossario alla pagina 41 e seguenti.

Convenzione nella rappresentazione dei numeri I numeri sono rappresentati utilizzando come separatore dei decimali la virgola (ad es. 15,5) e come separatore delle migliaia il punto (ad es. 12.000).

Convenzione nella rappresentazione delle variabili e delle formule Le variabili matematiche e le formule sono rappresentate in “*corsivo matematico*” (ad es: $V = V_a - V_b$).

Convenzione nella rappresentazione degli orari Gli orari sono espressi nel formato di 24 ore (le 3:00 sono le tre del mattino, le 15:00 sono le tre del pomeriggio). Quando non diversamente specificato, sono riferiti al fuso orario italiano.

Convenzione nella rappresentazione degli importi in monetari Segue le regole del paragrafo 7.3.3 del “Manuale interistituzionale di convenzioni redazionali”, pubblicato dall’*Ufficio delle pubblicazioni dell’Unione europea* e qui brevemente richiamate.

Quando la menzione di una moneta non è accompagnata da una cifra, è riportata in lettere (ad es.: un importo in euro).

Quando gli importi monetari sono accompagnati da una cifra, questa è rappresentata con numeri seguiti dal codice ISO (ad es. 20.000 EUR).

1 Principi e obiettivi generali del bilanciamento

In questo capitolo sono richiamati per punti i principi e gli obiettivi generali del bilanciamento contenuti nel Regolamento UE 312/2014 [3]. Su tali obiettivi si basa la valutazione del funzionamento del nuovo regime nonché la proposta di eventuali azioni correttive contenute nei successivi §2 e §3.

1.1 Caratteristiche essenziali del nuovo regime

Le caratteristiche essenziali del regime di bilanciamento introdotto dal Regolamento UE 312/2014 [3] sono di seguito sinteticamente elencate per punti:

1. il bilanciamento della rete avviene prioritariamente incentivando gli utenti a modificare ora per ora immissioni e prelievi in modo da eguagliarli così che dalla somma di posizioni singolarmente equilibrate risulti una rete complessivamente bilanciata (c.d. *autobilanciamento*¹); a tale fine gli sbilanciamenti degli utenti sono penalizzati economicamente (sia per posizioni “lunghe” che per posizioni “corte” e a prescindere dal segno dello sbilanciamento complessivo della rete);
2. gli utenti per bilanciarsi possono sia ricorrere alle fonti di flessibilità derivanti dai propri contratti di approvvigionamento, che acquistare o vendere il gas su base *spot* sul mercato; a tale fine sul mercato si possono reperire un insieme di prodotti standard (Short Term Standardized Products (STSP), si veda in proposito il successivo §1.6);
3. per le esigenze di bilanciamento residuali (ossia quelle che sulla base delle valutazioni del TSO non sono coperte dagli utenti), il TSO procura il gas necessario nel corso del giorno-gas nello stesso mercato *spot* su cui operano gli utenti.² Con queste azioni di bilanciamento il TSO ha l’obiettivo di³:
 - (a) mantenere la rete di trasporto entro i suoi limiti operativi;
 - (b) raggiungere una posizione di *linepack* di fine giornata nella rete di trasporto diversa da quella anticipata sulla base delle previsioni di immissioni e prelievi per quel giorno-gas, coerente con il funzionamento economico ed efficiente della rete di trasporto;
4. gli utenti, a seguito di una transazione nel mercato con il TSO o con un altro utente, per fornire il gas necessario, modulano la fonte di gas che ritengono più appropriata e pertanto l’efficienza del bilanciamento si basa sulla competizione continua tra le diverse fonti flessibili di gas;

¹Questo modello è denominato anche con il termine di *autobilanciamento* per distinguerlo da quello in cui gli utenti si impegnano al rispetto di un programma di immissione o di prelievo separatamente ed il bilanciamento della rete (eguaglianza di immissioni e prelievi) è affidato al TSO.

²Nel precedente regime il gas necessario al bilanciamento era “comprato” dal responsabile del bilanciamento separatamente per importazioni e stoccaggi su un’apposita piattaforma (la c.d. *PBgas*).

³Regolamento UE 312/2014 [3], Articolo 6, comma 1.

5. l'attuazione di questo principio ha come prerequisito tecnico la necessità che punti di interconnessione della rete siano rinominabili in continuo (ossia sia modificabile ora per ora il programma di trasporto);⁴
6. a fine giorno-gas le posizioni di sbilancio dei singoli utenti (responsabili del loro bilanciamento) devono essere trattate come compravendite con il TSO aventi a oggetto i quantitativi immessi o prelevati in eccesso o in difetto (i quali si considerano, a seconda dei casi, acquistati dal o venduti al TSO) ad prezzi che esprimono il valore di mercato del momento;

1.2 Ruolo residuale del TSO

Dal meccanismo descritto al §1.1 ne discende che in una situazione ideale in cui:

1. gli utenti sono informati sull'andamento dei propri prelievi;
2. gli utenti effettuano ottime previsioni dei propri prelievi;
3. vi sono sufficienti risorse di gas flessibile da scambiare sul mercato;
4. vi sono sufficienti incentivi per gli utenti a bilanciarsi

il bilanciamento residuo della rete è minimo e in generale l'intervento del TSO è limitato alle esigenze di gestione operativa (bilanciamento orario e definizione degli assetti ottimali di rete, cioè dei livelli di riempimento del linepack).

Nella realtà le condizioni qui rappresentate non si verificano, o non si verificano tutte contemporaneamente, o sono comunque lontane dalla situazione ideale, per cui — come indicato al punto 3 del §1.1 — al TSO è affidato anche il compito di intervenire per bilanciare la rete acquistando o vendendo gas nel mercato.

1.3 Informazioni agli utenti

L'intervento del TSO nel mercato si basa sul presupposto che esso disponga di una maggiore visibilità sull'intero sistema in quanto le informazioni funzionali al bilanciamento della rete nel suo complesso sono oggetto di rilevazione, mentre gli utenti singolarmente possono solo stimare il proprio disequilibrio in quanto, nella maggior parte dei punti di riconsegna, non dispongono di misure e allocazioni in tempo reale dei propri prelievi, specialmente per i punti soggetti al *load-profiling*.

Uno dei compiti del TSO è quello di minimizzare le differenze tra il proprio grado di conoscenza e quello degli utenti, in modo che tutti gli utenti possano operare sulla medesima base informativa e tramite azioni coerenti con lo stato del sistema. In tal modo le azioni intraprese dagli utenti saranno efficienti, ossia tali da muovere la rete verso una situazione di maggiore equilibrio e quelle dal TSO saranno minime.

⁴In attuazione del Capo IV del Regolamento UE 312/2014 [3]

Il TSO renderà quindi disponibili sia informazioni pubbliche il più possibile aggiornate sullo stato della rete nel suo complesso (tendenzialmente di ora in ora)⁵, sia informazioni dirette ai singoli utenti sull'andamento dei prelievi misurati nel corso del giorno-gas di sua competenza (tendenzialmente due misure al giorno)⁶.

1.4 Prezzi di sbilanciamento

Come richiamato al punto 1 del §1.1, il fondamento del nuovo regime è costituito dall'articolazione dei prezzi che incentivano (ma non obbligano) gli utenti che si trovano sbilanciati ad intraprendere azioni (rinomine e acquisti sul mercato *spot*) in modo da trovarsi al termine del giorno-gas in una posizione di equilibrio tra immissioni e prelievi.

La metodologia di calcolo dei prezzi di sbilanciamento è sostanzialmente imposta dal Regolamento, visto che l'unico grado di libertà per i singoli Stati riguarda la definizione dei così detti *Small Adjustment*.

Essi presentano le seguenti caratteristiche:

- sono *duali* ossia sono prezzi diversi per gli utenti *lunghi* e per quelli *corti*;
- sono prezzi che derivano dal mercato, ma comunque penalizzanti per l'utente, trattandosi del prezzo del giorno più alto in acquisto e più basso in vendita tra quelli in cui il TSO è controparte;
- quanto più l'intervento del TSO avviene in un momento appropriato e coerente con le informazioni fornite agli utenti, tanto più il prezzo di sbilanciamento riflette le effettive esigenze del sistema;
- lo *Small Adjustment* costituisce una soglia minima di penalizzazione: infatti per un utente, di fronte ad uno sbilanciamento atteso, è più conveniente acquistare o vendere gas sul mercato (e pagare o ricevere il prezzo System Average Price (SAP)) anziché sbilanciare e pagare o ricevere il prezzo meno conveniente $SAP \pm \text{Small Adjustment}$ o, se del caso, il prezzo ancora meno conveniente SMP_{buy} o SMP_{sell} di cui SNAM è stata controparte.

1.5 Principio di neutralità e incentivi

Le compravendite del TSO sul mercato sono soggette al c.d. *principio di neutralità* in base al quale⁷:

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 di cui al presente regolamento.

⁵Regolamento UE 312/2014 [3], Articoli 32 e 33.

⁶Regolamento UE 312/2014 [3], Articoli 34, 35 e 36.

⁷Regolamento UE 312/2014 [3], Articolo 29

Il principio di neutralità svincola il TSO da finalità prettamente commerciali tipiche degli altri soggetti che operano sul mercato, in modo che non possa trarre profitto dalle informazioni privilegiate di cui dispone rispetto agli altri utenti e agisca nell'interesse generale.

Per contro, il principio di neutralità pone il problema dell'efficienza TSO, visto che non pagherebbe le conseguenze di eventuali azioni di bilanciamento inefficienti.

Per questa ragione il Regolamento UE 312/2014 [3] ha previsto⁸ che le Autorità Nazionali di Regolazione (NRAs) potessero introdurre adeguati incentivi al TSO per promuoverne l'efficienza, l'ottimizzazione delle azioni di bilanciamento nel mercato e per favorire in generale la liquidità del mercato del gas all'ingrosso di breve termine.

1.6 Prodotti standardizzati di breve termine

Come specificato al punto 2 del §1.1 il bilanciamento è un mercato di STSP di cui il Regolamento definisce alcune "famiglie":

title prodotti che consistono nel semplice cambio di titolarità di gas al punto di scambio virtuale;

locational come i prodotti *title*, con l'aggiunta di un obbligo di rinomina in un punto individuato della rete per una quantità corrispondente alla quantità scambiata;

temporal come i prodotti *title*, con l'aggiunta di un obbligo di rinomina in un qualsiasi punto della rete in un intervallo orario predefinito per una quantità corrispondente alla quantità scambiata;

temporal locational come i prodotti *title*, con l'aggiunta di un obbligo di rinomina in un punto individuato della rete e in un intervallo orario predefinito per una quantità corrispondente alla quantità scambiata.

1.7 Servizi di bilanciamento

I servizi di bilanciamento utilizzabili dal TSO quando la rete è in una condizione di potenziale superamento dei suoi limiti operativi, ma le risorse attivabili sono esaurite oppure non sono più attivabili in tempo utile. Il servizio di bilanciamento si configura quindi come una risorsa, controllabile dal TSO, funzionale a risolvere casi di criticità operativa del sistema di trasporto che non possono essere gestiti attraverso l'approvvigionamento di STSP.

⁸Regolamento UE 312/2014 [3], Articolo 11.

2 Implementazione e specificità del caso italiano

È anzitutto opportuno riconoscere che dal 2011 in Italia era in vigore un regime di bilanciamento che presentava già alcune delle caratteristiche del Regolamento UE 312/2014 [3] descritte al §1.1 e in particolare:

1. le posizioni di sbilancio giornaliero dei singoli utenti erano già trattate come compravendite di gas tra utenti e TSO (punto 6 del §1.1);
2. il prezzo di tali cessioni non era considerata una penale, ma una compensazione per la compravendita di gas (6 del §1.1);
3. inoltre SNAM acquisiva la disponibilità delle risorse per bilanciare la rete nel mercato, attraverso una piattaforma dedicata (la c.d. *PBGas* in cui erano scambiati prodotti giornalieri). Un'altra piattaforma, quella dei prodotti *spot* giornalieri (MGP) e infragiornalieri (MI), era già attiva, anche se poco utilizzata, e pertanto gli utenti erano già in grado di interfacciarsi con essa per offrire al mercato le risorse per il bilanciamento (quindi si trattava già di una parziale implementazione di quanto descritto al punto 3 del §1.1).

L'implementazione del modello del Regolamento UE 312/2014 [3] non avveniva quindi completamente *ex-novo*, ma partiva da una base preesistente. Questa circostanza ha consentito lo *switching* dal vecchio al nuovo regime da un giorno all'altro, ossia l'1 ottobre 2016, senza introdurre le misure transitorie e di gradualità che il Regolamento UE 312/2014 [3] avrebbe consentito.

Ciononostante, si è dovuto intervenire su vari fronti, sia sul piano regolatorio che su quello implementativo per poter adattare i processi esistenti e le infrastrutture informatiche alle nuove esigenze. In questo capitolo sono riportati, per ciascuno dei principi e obiettivi del Regolamento UE 312/2014 [3] richiamati al §1, le caratteristiche e le specificità relative al caso italiano.

2.1 Riferimenti normativi

L'implementazione del Regolamento UE 312/2014 [3] è avvenuta nel corso del 2015 e 2016, al termine di un processo in cui si sono svolte diverse consultazioni e che è terminato con l'approvazione delle seguenti delibere:

- la Deliberazione 470/2015/R/gas [4] che approva una modifica del codice di rete contenente i principi di cui al Regolamento UE 312/2014 [3];
- la Deliberazione 193/2016/R/gas [5] in tema di risoluzione delle congestioni contrattuali nei punti di entrata e punti di uscita degli stoccaggi;
- la Deliberazione 312/2016/R/gas [1] che è la delibera principale di implementazione del Regolamento UE 312/2014 [3] e che approva il Testo Integrato del Bilanciamento (TIB);
- la Deliberazione 357/2016/R/gas [6] in materia di integrazione dei cicli di riformulazione delle prenotazioni di capacità di stoccaggio;

- la Deliberazione 425/2016/R/gas [7] che approva le modifiche al Codice di Rete di SNAM in recepimento del TIB;
- la Deliberazione 487/2016/R/gas [8] di modifica al codice di stoccaggio in materia di conferimento di capacità per periodi inferiori all'anno e gestione delle congestioni contrattuali;
- la Deliberazione 502/2016/R/gas [9] che introduce modifiche al sistema di garanzie;
- la Deliberazione 539/2016/R/gas [10] che approva lo schema di convenzioni tra SNAM e il Gestore dei Mercati Energetici (GME) funzionali alla gestione dei mercati MGP e MI;
- la Deliberazione 554/2016/R/gas [2] che definisce i parametri dell'incentivazione a SNAM per la gestione efficiente del bilanciamento;
- la Deliberazione 584/2016/R/gas [11] che approva una modifica del Regolamento PBgas; in materia di gestione transitoria del mercato dei prodotti *locational* e del mercato organizzato per la negoziazione di gas in stoccaggio;
- la Deliberazione 14/2017/R/gas [12] che approva le modifiche al codice di stoccaggio di Edison Stoccaggio relative alla gestione delle congestioni contrattuali di stoccaggio.

2.2 Nomine e rinomine orarie

2.2.1 Rinomina oraria e liquidità del mercato

È stato richiamato (punto 1 del §1) l'incentivo all'autobilanciamento degli utenti attraverso la modifica oraria di un programma di trasporto inizialmente comunicato.

Nello stesso paragrafo è stato anche richiamato che l'efficienza deriva dalla competizione delle fonti di gas (punto 4) attraverso la rinomina in continuo delle fonti di flessibilità (punto 5).

In effetti, la rinomina oraria non era possibile nel preesistente regime e nella sostanza è l'elemento che maggiormente caratterizza la differenza tra il vecchio e il nuovo regime: infatti precedentemente la rinomina nel corso del giorno-gas era limitata al solo stoccaggio⁹ ed era operata da SNAM che, dopo aver "dispacciato" lo stoccaggio degli utenti, ne allocava ad essi *ex-post* il quantitativo utilizzato sulla base di un'asta (attraverso la c.d. piattaforma PBGas).

Nel nuovo regime le nomine degli utenti costituiscono degli "ordini di dispacciamento" che SNAM esegue¹⁰ e pertanto nel caso che il sistema tenda ad una situazione sbilanciata SNAM può incentivare la rinomina degli utenti (ma non obbligarla) comprando o vendendo gas esclusivamente tramite il mercato.

Nel merito, nomine e rinomina sono processi complessi che essenzialmente si compongono di due fasi:

⁹Si trascura qui l'effetto delle rinomine del GNL, anch'esse possibili nel corso del giorno gas, ma in pratica non attuate.

¹⁰Con l'eccezione del c.d. stoccaggio operativo descritta al §2.4.1 che va inquadrata nell'ambito della sicurezza più che della normale operatività.

1. la comunicazione da parte dell'utente del programma di trasporto iniziale (nomina) o del nuovo programma che annulla e sostituisce il precedente (rinomina);
2. il *matching* del programma con quello dei gestori di altre infrastrutture (altri TSO, imprese di stoccaggio e rigassificazione) e la conferma (o il rifiuto totale o parziale) del programma da parte TSO.

Per il punto 1 è utile esaminare l'efficienza dei processi di comunicazione e il loro coordinamento in modo che sia massimizzata la quantità di gas rinominabile, attraverso un'analisi di quanto previsto nei codici di rete, codici di stoccaggio e codici di rigassificazione. Il tema è affrontato nel successivo §2.2.2.

Per il punto 2 è lecito attendersi che da un punto di vista fisico non tutte le fonti di gas siano rinominabili in tutte le ore del giorno. Ad esempio, un rigassificatore potrebbe richiedere alcune ore prima di riuscire a modificare il proprio assetto di funzionamento per far fronte alla richiesta di modifica del *send-out*.

Inoltre, per quanto una rinomina possa essere tecnicamente fattibile, potrebbe essere praticamente non attuabile per mancanza di gas a monte. Ad esempio potrebbe essere impossibile aumentare l'importazione alle ore 2:00 se a monte non vi è un operatore a sua volta in grado di fornire il gas necessario.

D'altra parte, per quanto rileva ai fini del bilanciamento, più la possibilità rinomina è effettiva, maggiore è la liquidità del mercato *spot* in quanto sarà maggiore il numero di risorse disponibili (e concorrenti fra loro) che potranno soddisfare una modifica di breve termine dei fabbisogni di gas.

La possibilità di rinominare le fonti flessibili di gas non è quindi solo un prerequisito "tecnico" del nuovo bilanciamento, ma è anche una condizione essenziale per la liquidità del mercato e per l'efficienza in quanto permette di attuare l'obiettivo richiamato al punto 4 del §1 di mettere in competizione le fonti di gas.

2.2.2 Implementazione della rinomina oraria

Per quanto rileva ai fini del bilanciamento, si osserva che la rinomina oraria è stata pienamente implementata nei punti di entrata della rete, ossia nei punti di importazione, presso gli *hub* di stoccaggio e nei rigassificatori. Attraverso la rinomina gli utenti controllano le immissioni "tarandone" il valore man mano che, avvicinandosi al tempo reale, la visibilità sulle proprie esigenze diventa più precisa.

I punti di riconsegna invece, dove il gas è utilizzato per i consumi finali, non sono controllabili e la nomina pertanto non rappresenta un "ordine di dispacciamento", ma una stima non è vincolante dei prelievi attesi. Posto che i processi di nomina e rinomina presentano diversi dettagli e casistiche specificate nei codici di rete, codici di stoccaggio e codici di rigassificazione, un'analisi (qui non riportata per brevità) mostra un generale allineamento ai requisiti del Regolamento UE 312/2014 [3], visto che tutte le fonti di flessibilità sono rinominabili ora per ora e le limitazioni esistenti appaiono legate esclusivamente ai limiti fisici delle infrastrutture.

È dunque opportuno valutare se sussistono ulteriori ostacoli, ad esempio di natura contrattuale o legati alla disponibilità di gas a monte che condizionano l'effettiva possibilità di rinomina e

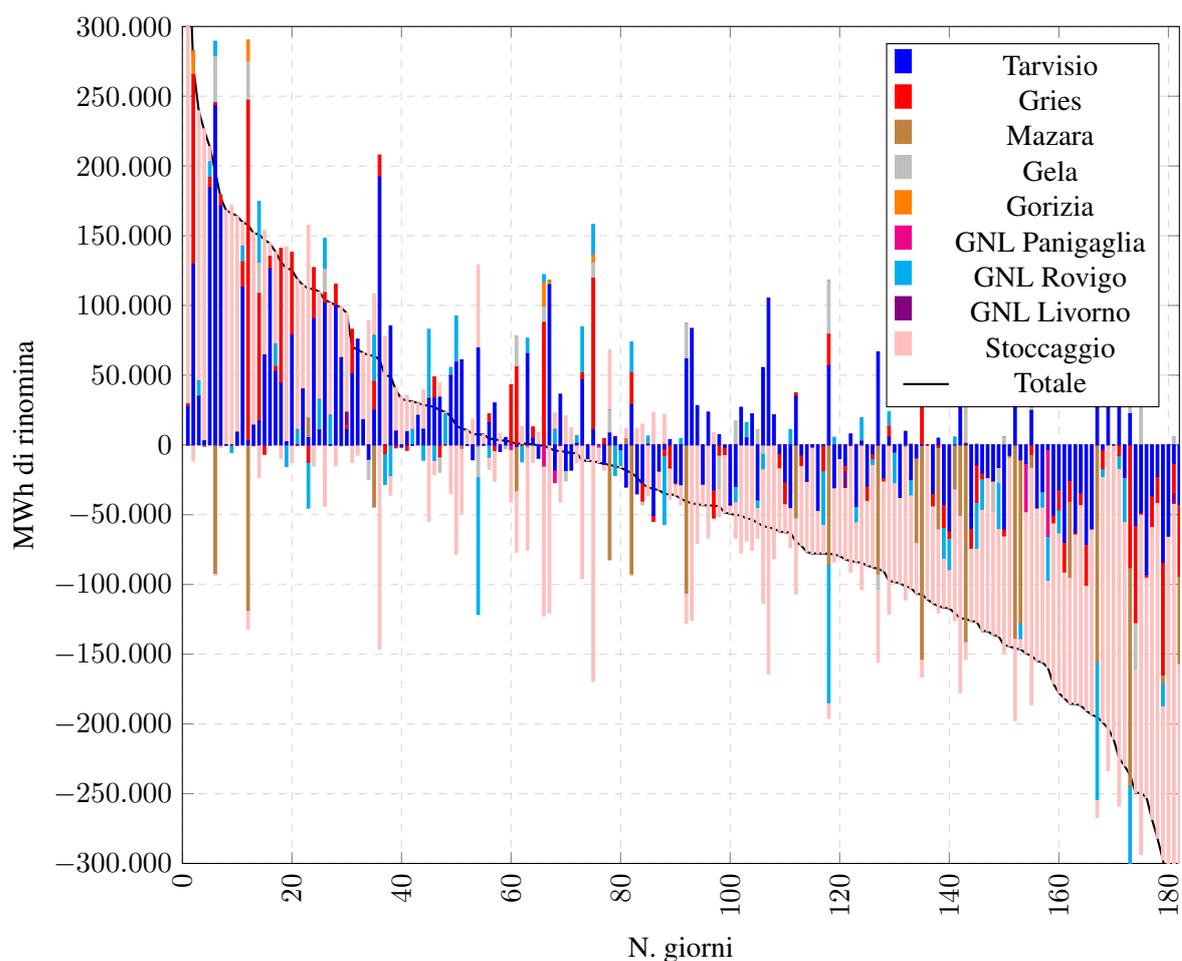


Figura 1: Variazione delle nomine nei punti di immissione (differenza tra il valore delle 6:00 e le 22:00 del medesimo giorno-gas)

quindi la liquidità del mercato. Tale analisi è complessa poiché presupporrebbe una conoscenza estensiva delle tipologie contrattuali degli utenti e pertanto esula dagli scopi della presente relazione. Tuttavia è possibile verificare l'effetto finale delle rinomine confrontando i programmi di trasporto delle 6:00 con quelli delle 22:00. Nel grafico di Figura 1. Dal grafico emerge chiaramente che, nonostante lo stoccaggio continui a giocare un ruolo prevalente della modulazione giornaliera, le altre fonti di flessibilità hanno comunque un ruolo importante.

È anche interessante osservare come diverse fonti di flessibilità “scambiano” le posizioni per cui variando di poco il saldo netto assumono posizioni di segno opposto tra inizio e fine giorno.

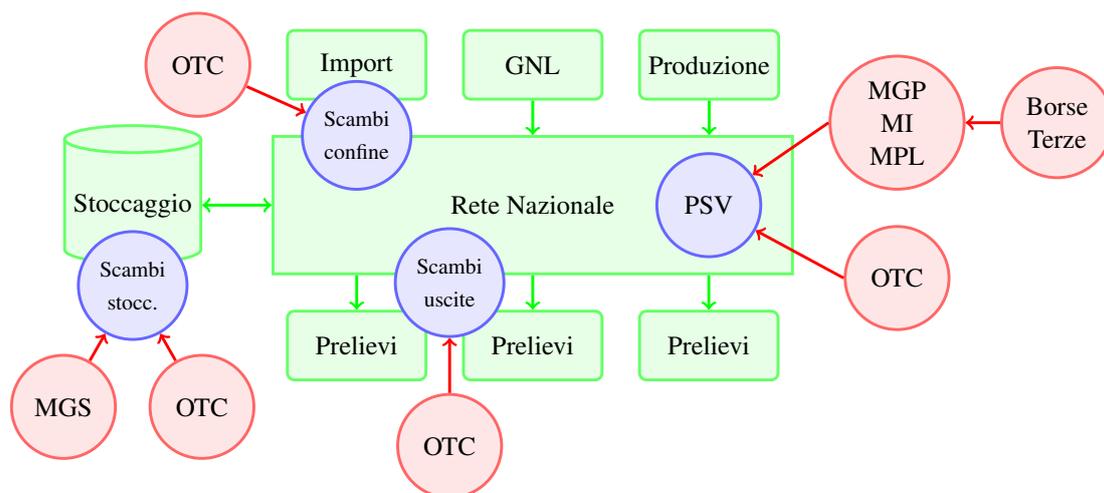


Figura 2: Struttura del mercato italiano

2.3 Struttura del mercato

È stato richiamato (punti 2 e 3 del §1) il fatto che utenti e TSO debbano accedere al medesimo mercato dei prodotti *spot* per il bilanciamento e che nel regime passato, viceversa, il TSO bilanciava la rete attraverso compravendite su una piattaforma dedicata (punto 3 del §2).

Tale configurazione rappresenta, almeno nel caso italiano, una peculiarità del mercato del gas rispetto a quello elettrico dove i mercati *spot* sono distinti da quelli del bilanciamento.

Per implementare tale disposizione in Italia, in esito al processo di riforma, si è adottato uno schema come quello rappresentato in Figura 2, in cui:

- sono colorate in **verde** le infrastrutture fisiche dove si immette, si trasporta e si consuma il gas e che possono essere rinominate ora per ora come discusso al §2.2.1
- sono colorati in **rosso** i mercati, ossia i luoghi in cui gli utenti negoziano il valore del gas in un dato punto fisico o virtuale della rete;
- sono colorate in **blu** i punti della rete in cui è possibile registrare e contabilizzare le transazioni di gas tra utenti. La registrazione della transazione può avvenire sia per un accordo bilaterale tra le parti che automaticamente in base all'esito dei mercati organizzati. A seguito della registrazione il gas cambia di titolarità (ossia "passa di mano" da un utente all'altro)

In merito ai mercati, è possibile distinguere due tipologie:

1. la prima è quella degli scambi Over The Counter (OTC) in cui il controvalore del gas è determinato a seguito di un accordo bilaterale tra le parti. In questo caso gli utenti possono registrare l'avvenuto scambio su apposite piattaforme scegliendo come punto di consegna:

- (a) il Punto di Scambio Virtuale (PSV): il cambio di titolarità del gas avviene in un punto virtuale all'interno della Rete Nazionale dei Gasdotti e su base giornaliera; le controparti istantaneamente ricevono la conferma dell'avvenuta transazione; è il più importante in termini di volumi scambiati.¹¹
- (b) le “*flange*” di entrata o uscita: il punto di consegna è rappresentato idealmente dalle flange di ingresso o di uscita dalla Rete Nazionale dei Gasdotti.
 - Nel caso dei punti di entrata è anche possibile distinguere¹² se il punto in cui avviene lo scambio è convenzionalmente “prima del confine” o “dopo il confine”, in modo da certificare il soggetto responsabile dell'importazione del gas e di eventuali oneri di sdoganamento. I quantitativi dello scambio sono stabiliti almeno il giorno prima per il giorno dopo.
 - Nel caso di punto di uscita, i consumi registrati vengono suddivisi tra gli utenti che hanno capacità nel punto di riconsegna in questione secondo opportune regole di ripartizione.¹³ La regola deve essere comunicata al momento del conferimento della capacità e può essere cambiata anche ogni giorno.
- (c) lo stoccaggio: il punto di consegna è rappresentato da un punto virtuale all'interno del sistema degli stoccaggi. A seguito della transazione, a parità di gas totale nello stoccaggio, cambia la giacenza attribuita alle controparti della transazione.

2. la seconda categoria è quella dei mercati organizzati, in cui l'incontro della domanda e dell'offerta non avviene bilateralmente, ma attraverso una piattaforma informatica che abbina le offerte di acquisto e le offerte di vendita in un apposito *book* di negoziazioni. La struttura implementata in Italia prevede:

¹¹ Le transazioni al PSV possono essere:

- *giornaliere e multigiornaliere*: sono registrate entro le ore 3:00 del giorno-gas G-1, efficaci nel giorno-gas G e nei successivi fino ad un massimo complessivo di 30 giorni;
- *infragiornaliere* sono registrate tra le 6:00 e le 3:00 del giorno-gas G ed efficaci nel medesimo giorno-gas G;

Le conferme dell'avvenuta transazione sono di norma istantanee (Il Regolamento UE 312/2014 [3] prevede che le notifiche dell'avvenuta transazione siano trasmesse entro mezz'ora per le transazioni infragiornaliere e due ore per quelle giornaliere e multigiornaliere) e sono condizionate in particolare dalla verifica di capienza delle garanzie.

¹² Tramite apposita dichiarazione da rilasciare a SNAM

¹³ Codice di Rete SNAM [13], Allegato 9A. In particolare

Proporzionale qualsiasi variazione è distribuita in misura proporzionale ai programmi di trasporto;

Rank l'allocazione del gas si basa sull'utilizzo di una lista di priorità definita e comunicata dagli utenti (Rank) combinata con un valore limite dagli stessi indicato;

Percentuale il gas viene allocato proporzionalmente a percentuali prefissate;

Value è cura e carico dell'utente provvedere affinché il proprietario dell'impianto di misura (o un soggetto abilitato, in possesso di apposita delega sottoscritta da tutti gli utenti presenti presso un punto di riconsegna) provveda all'invio a Snam Rete Gas, entro e non oltre il 5o giorno lavorativo successivo alla fine del mese cui si riferiscono, dei dati allocati per singolo Utente presente al punto di riconsegna. Nel caso di variante *con compensatore* un utente si fa carico della differenza tra il totale misurato presso l'impianto ed il quantitativo allocato agli altri utenti che condividono la capacità del punto. Nel caso di variante *senza compensatore* il proprietario dell'impianto di misura (o il soggetto abilitato) fornirà a fine mese i valori assoluti per ogni singolo utenti.

- (a) un “mercato del giorno prima” (MGP) in cui è negoziabile il gas per i giorni successivi (la sessione di mercato apre alle 6:00 e chiude alle 2:30);
- (b) un “mercato infragiornaliero” (MI) in cui è negoziabile il gas per il giorno stesso (la sessione di mercato apre alle 6:00 e chiude alle 2:30);
- (c) MPL (locational): il GME, a seguito della ricezione della richiesta di attivazione di una sessione del MPL trasmessa da SNAM, pubblica sul sistema informatico del MGAS l’orario di svolgimento della sessione, gli orari di apertura e di chiusura della relativa seduta per la sottomissione delle offerte; gli esiti della sessione del MPL sono pubblicati dal GME entro trenta minuti dalla chiusura della seduta.
- (d) un “mercato del gas in stoccaggio” (MGS) in cui il cambio di titolarità del gas avviene all’interno dello stoccaggio e a seguito della conclusione di un’unica sessione giornaliera di asta: la seduta per la sottomissione delle offerte si apre alle ore 09:00 del quarto giorno-gas precedente il giorno-gas oggetto di negoziazione e si conclude alle ore 10:00 del giorno-gas successivo a quello oggetto di negoziazione; gli esiti sono pubblicati dal GME entro le ore 11:15 del giorno-gas successivo a quello oggetto di negoziazione;
- (e) MT-GAS: ogni giorno dalle ore 9.00 alle ore 17.00 per tutti i prodotti a termine negoziabili;
- (f) le borse terze per lo scambio di prodotti multigiornalieri;¹⁴
- (g) la registrazione automatica al PSV delle transazioni concluse sulla piattaforma MGP e MI in modo che da garantire il cambio di titolarità del gas.

2.4 Servizi di stoccaggio e ripartizione della capacità

Una caratteristica peculiare del mercato italiano è rappresentata dalla quantità di stoccaggio disponibile che, rispetto ad altri paesi, copre una quota significativa dei consumi invernali.

Come è noto la capacità di stoccaggio è ripartita in quote funzionali a diversi servizi: stoccaggio minerario, strategico, di modulazione e operativo.

Ai fini del bilanciamento, rileva conoscere le quantità disponibili per gli ultimi due servizi, ossia lo stoccaggio di modulazione e lo stoccaggio operativo, le cui quantità sono indicate in Tabella 1.

2.4.1 Lo stoccaggio operativo

Un’altra particolarità importante del mercato italiano (rispetto, ad esempio, a quello inglese) consiste nel fatto che al TSO è riservata una quota di spazio e di prestazioni di stoccaggio per il c.d. *stoccaggio operativo* al fine di soddisfare le esigenze di bilanciamento proprie e in particolare:

¹⁴Lo schema indica che le borse terze non possono registrare direttamente le transazioni al PSV, ma devono operare tramite il GME che le registra per loro conto. I dettagli di questo schema esulano dallo scopo di questa relazione.

Servizio	Spazio		Capacità erogazione		Capacità iniezione	
	[MSmc]	[MWh]	[MSmc/g]	[MWh/g]	[MSmc/g]	[MWh/g]
operativo	218,9	2.386.944	63,6	693.442	13,6	148,4
modulazione	11.298,7	123.224.001	109,9	1.195.404	124,3	1.355.600

Tabella 1: Volumi e prestazioni dello stoccaggio operativo e dello stoccaggio di modulazione nell'anno termico 2016-2017

1. una quota della capacità di iniezione e della capacità di erogazione è utilizzata per la “modulazione oraria” ossia per far fronte ai cambiamenti orari nei consumi (ad esempio tra giorno e notte);
2. una quota dello stoccaggio è utilizzato per bilanciare in natura la differenza tra gas che l'utente cede a SNAM a copertura degli autoconsumi, perdite di rete e del GNC (convenzionalmente è pari ad una percentuale prefissata dei volumi immessi e prelevati definita nell'ambito dei provvedimenti dell'Autorità in materia di trasporto) e i valori effettivi registrati a consuntivo;
3. una quota dello stoccaggio è utilizzato per compensare la variazione di linepack necessaria a raggiungere la “posizione di linepack di fine giornata nella rete di trasporto” “anticipata” per cui ad uno svuotamento voluto del linepack corrisponde quindi una iniezione dello stoccaggio e viceversa.

2.4.2 Lo stoccaggio di modulazione

Lo stoccaggio di modulazione è quello utilizzato non solo per far fronte alla modulazione stagionale tra estate e inverno, ma anche, per quello che qui rileva ai fini del bilanciamento, come fonte di flessibilità per far fronte alle fluttuazioni di breve termine (orarie o giornaliere) della domanda.

Visto il peso dello stoccaggio per l'equilibrio del sistema è importante che la risorsa sia sfruttata nella maniera più efficiente ed economica possibile e che non si creino condizioni di congestione contrattuale ossia condizioni in cui in momenti di necessità lo stoccaggio è fisicamente disponibile ma inutilizzato dal titolare della capacità.

Per questo motivo, anche se la gestione delle congestioni della capacità di stoccaggio può essere considerato un tema che prescinde dal bilanciamento, nella pratica l'implementazione di meccanismi di Use-It-Or-Lose-It della capacità di stoccaggio era un prerequisito essenziale per l'avvio del nuovo regime e per il suo funzionamento.

2.4.3 Azioni di bilanciamento degli utenti e del TSO

La struttura del mercato suggerisce i gradi di libertà delle azioni che utenti e TSO possono intraprendere a fronte di uno sbilanciamento atteso.

1. Gli utenti:

- (a) usano le proprie risorse ossia:
 - i. modulano l'importazione in base ai contratti disponibili
 - ii. modulano l'iniezione o l'erogazione dallo stoccaggio, utilizzando il proprio gas o eventualmente comprando gas in stoccaggio attraverso il mercato organizzato MGS;
 - iii. modulano l'immissione attraverso le flessibilità consentite dal GNL
- (b) usano le risorse che il mercato rende disponibili:
 - i. bilateralmente, ai punti di entrata o ai punti di uscita o al PSV;
 - ii. nei mercati organizzati MGP o MI;

2. SNAM:

- (a) compra sui mercati organizzati MGP o MI prodotti *title*;
- (b) usa le proprie risorse ossia:
 - i. decide di raggiungere un livello di linepack diverso da quello programmato il giorno precedente
 - ii. nomina opportunamente lo stoccaggio nella propria disponibilità (questa possibilità è limitata dal fatto che la nomina può essere effettuata solo il giorno precedente);
- (c) utilizza lo stoccaggio degli utenti oltre il valore da essi programmato

2.5 Il mercato del gas in stoccaggio (MGS)

Il GME, nell'ambito della piattaforma di scambio, organizza e gestisce una sessione giornaliera per la negoziazione di offerte per la cessione e l'acquisto di volumi di gas in stoccaggio a cui possono partecipare gli utenti e SNAM.

2.5.1 Il mercato MGS per gli utenti

Il mercato MGS per gli utenti rappresenta un'opportunità in quanto consente di negoziare in modo efficiente prodotti aventi come punto di consegna lo stoccaggio. Se la movimentazione da stoccaggio non è congestionata, MGS lascia un grado di libertà in più all'utente che potrebbe scegliere di comprare il gas già in rete (tramite OTC o sul mercato M-GAS) oppure acquistarlo su MGS (in stoccaggio) ed erogarlo con la propria capacità.

È stato tuttavia anche rilevato come tale scelta comporti inevitabilmente una suddivisione della liquidità esistente tra i due mercati MGP e MGS e quindi e tale argomento è utilizzato per sostenere l'esigenza di abolire MGS.

2.5.2 Il mercato MGS per il TSO

Poiché come richiamato in 2.4.1, SNAM dispone di capacità di stoccaggio, è opportuno che eventuali esigenze di acquisto o vendita di gas in stoccaggio siano regolate secondo criteri di mercato. Il mercato MGS rappresenta pertanto per SNAM lo strumento con cui regolare economicamente qualsiasi esigenza di riempimento del proprio stoccaggio. In particolare:

1. ai fini della gestione delle partite di gas relative a consumi della rete, perdite della rete, gas non contabilizzato e linepack, SNAM utilizza le capacità di stoccaggio di cui dispone, diverse da quelle per la modulazione oraria, secondo i seguenti criteri:
 - (a) la programmazione avviene entro un termine, nel giorno-gas precedente al giorno di flusso, definito nel codice di rete, compatibile con i tempi di svolgimento delle procedure di cui al comma 3.3 lettera b della deliberazione 193/2016/R/gas; tale termine è stato fissato alle 19:00.¹⁵
 - (b) la programmazione è definita sulla base di criteri che tengono conto dei parametri di funzionamento della rete di trasporto a tal fine rilevanti. SNAM informa l’Autorità circa i criteri adottati e tiene a disposizione dell’Autorità un registro dei parametri considerati al fine della verifica della loro corretta applicazione.
2. al fine di mantenere, all’interno del giorno-gas, la rete di trasporto entro i suoi limiti operativi, oltre agli strumenti sopra individuati, il SNAM può richiedere alle imprese di stoccaggio la modifica dei flussi fisici rispetto al valore aggregato delle nomine, comunque nel rispetto dei vincoli complessivi di programmazione oraria dello stoccaggio.

2.6 Il sistema di incentivi

Il sistema di incentivazione al TSO menzionato in 1.5 è stato implementato e reso operativo il 17 ottobre 2016, a pochi giorni di distanza dall’avvio del nuovo regime.

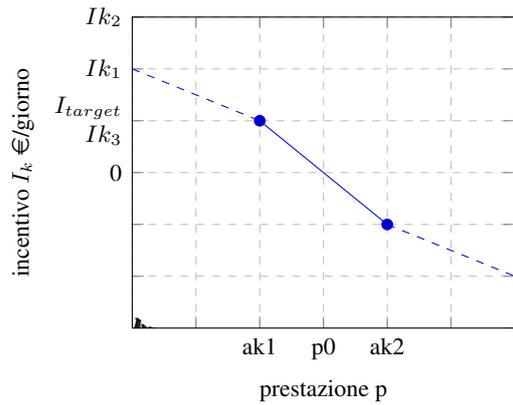
A conclusione del processo di consultazione sono stati individuati tre indicatori su cui misurare la performance del TSO:

1. $p1$ che misura l’errore percentuale della previsione dei quantitativi giornalieri di gas prelevato ai punti di riconsegna effettuata alle 15:00 del giorno precedente a quello di flusso;
2. $p2$ che misura il rapporto, espresso in percentuale, fra la differenza dei prezzi delle azioni di bilanciamento in acquisto e vendita e il prezzo medio ponderato di mercato in ciascun giorno-gas;
3. $p3$ che misura l’utilizzo per il bilanciamento della rete di risorse nella disponibilità di SNAM (linepack e stoccaggio), nonché l’utilizzo di MGS (in base al meccanismo di cui al §2.5.1) in luogo di prodotti STSP.

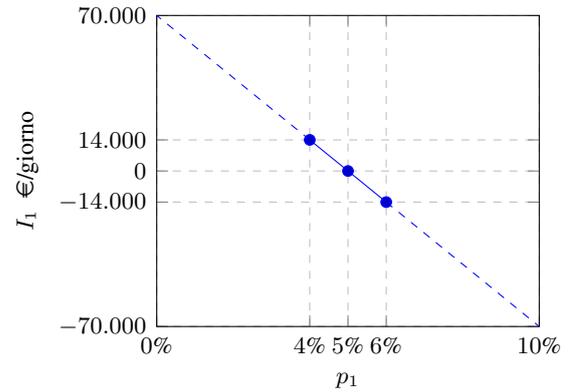
La funzione che lega ciascuna performance p e il valore economico dell’incentivo I è espressa in forma parametrica con una “relazione tipo” in modo che con separato provvedimento possano essere periodicamente rivisti i valori numerici dell’incentivazione.

La relazione è stata scelta in modo da coniugare la semplicità nell’applicazione con la possibilità di mantenere alcuni gradi di libertà nel modulare l’incentivo e definire la “forza” con cui

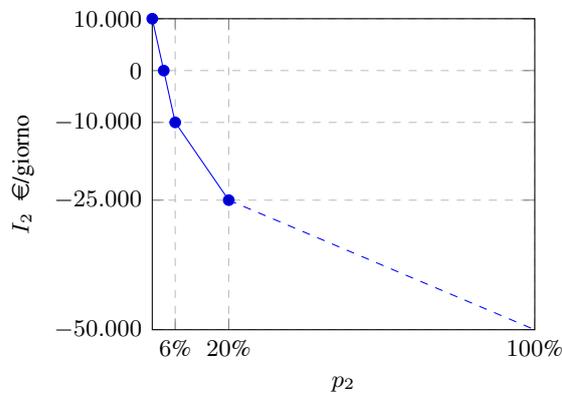
¹⁵Codice di Stoccaggio Stogit [14], §6.3.6



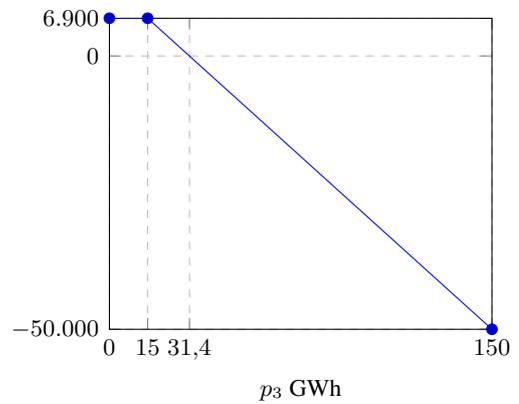
(a) Incentivo giornaliero generico



(b) I1 – Previsione della domanda in G-1 h.15:00



(c) I2 – Efficienza delle azioni di bilanciamento



(d) I3 – uso del linepack

Figura 3: Sistema di incentivazione

agisce in diversi *range* di prestazione, per cui si è adottata una curva composta da tre spezzate, descritte dall'equazione (1) e graficamente rappresentate in Figura 3a a pagina 20.

$$I_k = \begin{cases} ik_1 - mk_1 \times pk & \text{se } 0 \leq ak \leq ak_1 \\ ik_2 - mk_2 \times pk & \text{se } ak_1 \leq ak \leq ak_2 \\ ik_3 - mk_3 \times pk & \text{se } ak_2 \leq ak \leq ak_3 \end{cases} \quad (1)$$

2.6.1 Taratura dei parametri

I parametri dell'equazione (1) nel primo anno di applicazione degli incentivi sono stati definiti nella Deliberazione 554/2016/R/gas [2] per cui la rappresentazione grafica per ognuna delle equazioni risultanti è quella delle Figure 3b, 3c, 3d a pagina 20.

In linea generale, per definire i parametri dell'equazione (1), si è proceduto con il metodo seguente:

1. si è identificato un *valore base* p_0 della prestazione che rende nullo l'incentivo;
2. si è identificato un *valore target* della prestazione $ak1$ e il corrispondente valore economico I_{target} , che rappresenta un ragionevole obiettivo di miglioramento e il suo controvalore economico;
3. si è valutato se e in che modo l'incentivo dovesse continuare a produrre il proprio effetto (positivo o negativo) sia nel caso di superamento del *target* $ak1$ che nel caso di prestazione molto negativa, al di sotto di un valore $ak2$, fissando così in base a tale scelta i valori di $mk1$ e $mk3$.

Nello specifico:

1. Per quanto riguarda $p1$, si è previsto un andamento lineare dell'incentivo per qualsiasi livello di prestazione, determinando il livello base coerentemente con la prestazione media storicamente misurata.
2. Anche per quanto riguarda $p2$ ci si è basati sull'osservazione dell'andamento storico del differenziale tra il prezzo di sbilanciamento e il prezzo di remunerazione delle offerte accettate presso la piattaforma per il bilanciamento che, negli ultimi diciotto mesi prima dell'avvio del nuovo regime, si è mantenuto costantemente al di sotto del 3%. Nonostante le differenze tra vecchio e nuovo regime, si è ritenuto che quest'ultimo non avrebbe comportato variazioni sostanziali nelle dinamiche del prezzo di approvvigionamento delle risorse, che anzi avrebbero dovuto beneficiare della disponibilità di fonti flessibili ulteriori allo stoccaggio.
3. In relazione a $p3$, si è preso a riferimento (valore base) la variazione media giornaliera del *linepack* che da un'analisi dei dati a suo tempo forniti relativi al periodo 1 agosto 2014 – 31 marzo 2016 era dell'ordine di 2,3 milioni di Smc, corrispondenti a circa 24.400 MWh.
4. Si è ritenuto opportuno evitare che l'incentivo $I3$ potesse indurre SNAM ad intraprendere correzioni poco significative nell'uso delle risorse proprie (*linepack* e stoccaggio operativo) tramite azioni di bilanciamento che determinerebbero una divaricazione dei prezzi di sbilanciamento. Pertanto, si è fissata una "banda di tolleranza" alla performance $p3$ o, in altri termini, un *cap* all'incentivo $I3$ che quindi si mantiene costante per valori della performance vicini allo zero. Il *cap* è stato posto in corrispondenza di $p3 = 15.000$ MWh a cui corrisponde l'incentivo *target* di 6.900 €/giorno.
5. È stato osservato come le due performance $p2$ e $p3$ siano tra loro correlate in quanto SNAM è potenzialmente esposta alla scelta se intervenire sul mercato, migliorando la prestazione $p3$ e col rischio di peggiorare $p2$ o viceversa evitare la compravendita sul mercato, migliorando il risultato della performance $p2$ ma con un risultato inferiore in termini di performance $p3$ visto che il gas necessario deriverebbe dall'utilizzo delle risorse nella

sua disponibilità (linepack e stoccaggio operativo). Ciò significa che lo stesso risultato in termini di incentivo complessivo può essere ottenuto da diverse combinazioni dei valori di performance $p2$ e $p3$. Tali coppie di valori possono essere rappresentate da una curva sul piano $p2-p3$, per la quale al crescere del valore di $p2$ diminuisce il valore di $p3$.

6. Trattandosi di una prima applicazione, è previsto che nonostante la validità di un anno dei parametri definiti¹⁶, dopo il primo semestre si procedesse comunque ad una verifica della correttezza dei parametri fissati¹⁷. Solo successivamente si può prendere in considerazione l'ipotesi che di un orizzonte temporale più lungo, al fine di dare certezza a SNAM sul ritorno di eventuali investimenti da intraprendere per raggiungere gli obiettivi.
7. Per il primo periodo di applicazione, è stato previsto un livello asimmetrico tra i premi conseguibili e la penale massima applicabile (e al di là delle asimmetrie già presenti nelle varie curve di incentivo) in modo da mantenere costante l'interesse al miglioramento della prestazione e ponendo comunque un limite al rischio posto in capo a SNAM;¹⁸ in tale prospettiva:
 - (a) si è ritenuto utile prevedere un rafforzamento dell'incentivo $I2$ e $I3$ attraverso l'introduzione di un fattore moltiplicativo per cui l'incentivo complessivo I_c nel primo anno di applicazione¹⁹ è così determinato:

$$I_c = \sum_{g=1}^{349} I1_g + k \times (I2_g + I3_g) \quad (2)$$

dove:

$$k = \begin{cases} 1 & \text{se } I2_g + I3_g < 0 \\ 2.5 & \text{se } I2_g + I3_g > 0 \end{cases}$$

- (b) il valore massimo della penale è stato posto pari a 5 milioni di euro, mentre non sono stati posti limiti al valore massimo dell'incentivo complessivo I_c .

2.6.2 Punti aperti nella definizione del regime di incentivazione

Il regime di incentivazione risultante dalla Deliberazione 312/2016/R/gas [1] e dalla Deliberazione 554/2016/R/gas [2] è stato il risultato di diverse esigenze, principalmente chiarezza e la

¹⁶Deliberazione 554/2016/R/gas [2], punto 1a.

¹⁷Deliberazione 554/2016/R/gas [2], punto 2. Questa formulazione appare un po' ambigua, tuttavia sul punto è necessario sottolineare una sostanziale discrezionalità dell'Autorità che, come si legge nella parte di *considerati* alla delibera, ha da un lato l'interesse a mantenere gli incentivi ad un livello stabile in modo che SNAM vi faccia affidamento per investire nel miglioramento, dall'altro ha "il potere di valutare le circostanze che hanno portato a prestazioni significativamente inferiori alle attese e le azioni più opportune da intraprendere" e prevedere che "eventuali premi, relativi al secondo semestre, siano corrisposti non solo in base al mero risultato numerico del periodo precedente, ma anche coerentemente con gli sforzi organizzativi e gestionali intrapresi per migliorare le prestazioni".

¹⁸L'asimmetria dell'incentivo deriva anche dalla considerazione circa il fatto che non sarebbe corretto porre in capo a un soggetto (SNAM) un rischio aggiuntivo senza un'adeguata remunerazione per tale rischio. Pertanto un eccesso di penalizzazione negativa avrebbe dovuto comportare anche una revisione dell'assetto tariffario.

¹⁹Che inizia il 17 ottobre 2016 e termina il 30 settembre 2017.

semplicità degli obiettivi e un avviamento veloce e (quasi) contestuale a quello del nuovo regime di bilanciamento.

Vi sono tuttavia diversi elementi emersi nei dibattiti e nella consultazione meritevoli di essere richiamati e riverificati in sede di revisione.

1. Incentivo I1:

- (a) si era inizialmente prospettato di tarare la curva $p1-I1$ in modo da penalizzare particolarmente gli errori oltre il 10% in quanto da considerarsi errori “grossolani”, superiori all’incertezza tipica della previsione; SNAM per parte sua ha richiesto che l’incentivo fosse proporzionale al valor medio dell’errore mensile in quanto gli errori maggiori del 10% sarebbero dovuti “*al solo effetto delle variabili in gran parte esogene*” al di fuori del controllo del management (quali l’errore di previsione del consumo gas degli impianti termoelettrici). Sarebbe dunque opportuno verificare la correlazione tra l’imprevedibilità dei consumi termoelettrici e gli errori di previsione, ad esempio analizzando a campione alcuni giorni in cui gli errori di previsione sono stati superiori al 10%;
- (b) sempre in materia di previsione dei consumi termoelettrici, SNAM ha dato attuazione alla Deliberazione 554/2016/R/gas [2] (punto 3) in base al quale la previsione relativa ai punti che alimentano centrali termoelettriche è distinta da quella degli altri punti. In questo caso l’incentivo I1 potrebbe agire solo sulla previsione dei consumi finali diversi dai consumi termoelettrici. Inoltre è stato ipotizzata anche l’introduzione di un ulteriore incentivo specifico sulla previsione dei consumi termoelettrici;
- (c) si era prospettato un’azione dell’incentivo anche sulle previsioni fornite da SNAM nel corso del **giorno-gas**; la soluzione era stata esclusa prevalentemente per motivi di semplicità;
- (d) si era prospettata un’azione dell’incentivo anche sulle previsioni fornite ai singoli utenti relative al loro specifico portafoglio; era tuttavia stato osservato un incremento considerevole della complessità per cui la soluzione era stata esclusa; si ritiene che il punto potrebbe essere riconsiderato a valle della riforma sul *settlement* in quanto da tale riforma potrebbe derivare una modifica del “modello di informazioni” all’utente;²⁰
- (e) si era prospettata un’azione dell’incentivo sulle previsioni relative al giorno G+2 o previsioni di più lungo termine (3-4 giorni), in quanto una previsione accurata potrebbe aiutare ad attivare per tempo gli strumenti di flessibilità e quindi a migliorare la liquidità del mercato del giorno prima. Tuttavia gli utenti hanno ritenuto che la previsione del giorno prima fosse la più critica ai fini del bilanciamento e quindi in risposta alle consultazioni hanno optato per limitare a quest’ultima la definizione dell’incentivo;

²⁰Quanto prospettato nel [] prefigurerebbe un passaggio dal c.d. “caso base” alla “variante 2”.

- (f) Gli utenti hanno richiesto all'unanimità un opportuno incentivo sulla puntualità delle informazioni trasmesse da SNAM; in tale prospettiva è stato previsto²¹ che i valori di $I1$, se positivi, siano posti pari a zero qualora la previsione sia pubblicata in ritardo rispetto alla scadenza delle 15:00; tale previsione appare tuttavia superata dal fatto che SNAM pubblica un aggiornamento all'ora delle informazioni e delle previsioni e pertanto gli incentivi agiscono sull'ultimo dato utile prima della scadenza (ad esempio come dato di previsione delle 15:00 si assume l'ultimo dato pubblicato prima delle 15:00). In ogni caso, dall'esame delle informazioni relative al giorno G+1 trasmesse da SNAM tutti i dati "nominalmente" riferiti alle 15:00 sono stati pubblicati entro tale scadenza (di solito tra le 14:40 e le 14:58.);
 - (g) Alcuni utenti hanno richiesto la modifica della struttura dell'incentivo $I1$ in modo da differenziarlo su base stagionale o in relazione alla criticità del giorno, nonché a misurare la performance in valore assoluto anziché in percentuale.
2. Incentivi $I2$ e $I3$: I due incentivi sono stati introdotti prendendo come riferimento il modello inglese, se pure con le necessarie varianti legate alla specificità del caso italiano. La loro eventuale revisione deve quindi derivare da un periodo di osservazione e valutazione della loro efficacia, ma anche da una valutazione più estesa circa l'efficienza della attuale configurazione di mercato sopra descritta in 2.3, 2.4 e 2.5, i cui termini sono essenzialmente i seguenti:
- (a) l'assegnazione a SNAM di una quota dello stoccaggio comporta il vantaggio (potenziale) che se il TSO la utilizza solo per far fronte alle proprie esigenze, i prezzi di sbilanciamento risentono meno delle esigenze di SNAM stessa. Tali risorse sono però sottratte agli utenti nel conferimento di inizio anno termico. È quindi necessario un periodo di osservazione e valutare se lasciare a SNAM le sole opzioni 2(b)i e 2a descritte al §2.4.3, come è il caso, ad esempio del modello di bilanciamento inglese;
 - (b) l'aumento di gradi di libertà nelle azioni di bilanciamento è da un lato visto come elemento positivo di flessibilità, dall'altro è considerato negativamente come elemento che può sottrarre liquidità al mercato e distorcere i segnali di prezzo per cui sarebbe preferibile eliminare MGS e fare in modo che tutto il mercato si svolga su MGP e MI.
 - (c) infine, potrebbe essere utile spostare la dichiarazione di SNAM del "linepack obiettivo" qualche ora dopo l'inizio del giorno-gas, quando sono disponibili i bilanci provvisori: in questo si annullerebbe o minimizzerebbe l'impatto sul bilanciamento del mancato raggiungimento dell'obiettivo di linepack del giorno precedente.

²¹Deliberazione 554/2016/R/gas [2], punto 4.

3 Analisi degli incentivi per il bilanciamento

In questo capitolo sono da prima riportate alcune considerazioni generali relative all'andamento dei mercati del gas in modo da fornire una prima valutazione, se pure preliminare e qualitativa, dell'effetto sui prezzi del nuovo mercato. Successivamente è condotta un'analisi numerica relativa al funzionamento degli incentivi nei primi sei mesi del nuovo regime e una prima valutazione circa la loro efficacia nel perseguire gli obiettivi fissati dal Regolamento UE 312/2014 [3] e sommariamente descritti nel §1.

3.1 Considerazioni generali

Nella Figura 4 di pagina 31 è riportato l'andamento del prezzo di sbilanciamento nei primi sei mesi del nuovo regime (linee verdi e gialle) e quello dell'anno termico precedente (linea blu). Dal grafico si osserva che:

- nei primi tre/quattro mesi una maggiore volatilità del prezzo di sbilanciamento che si riduce notevolmente nei due/tre mesi successivi. Le cause della maggiore volatilità possono essere sia legate ad un periodo di maggiore scarsità di gas (in coincidenza con i limiti allo stoccaggio stabiliti dal Ministero) sia legate al necessario apprendimento nella fase iniziale di avvio del nuovo mercato;
- sono attenuati i picchi di prezzo che nel precedente regime risentivano della discontinuità legata all'attivazione della sessione *locational* del giorno G-1, la cui effettiva necessità dipendeva sia dall'accuratezza delle previsioni che dalle flessibilità diverse dallo stoccaggio attivabili nel *giorno-gas*. Nel nuovo regime il prezzo di sbilanciamento è maggiormente correlato alle effettive esigenze del sistema;
- osservando il differenziale tra i prezzi dei prodotti a termine al PSV e quelli al TTF (Figura 5 a pagina 32) si osserva che la maggiore volatilità dei prezzi di sbilanciamento ha aumentato anche la volatilità dei prodotti *day-ahead*, come è ragionevole attendersi. (linea rossa). Gli altri prodotti a termine (mensile, trimestrale, stagionale, annuale) non risentono della volatilità dei prodotti giornalieri.

Da queste prime osservazioni è possibile concludere che il nuovo mercato si è inserito con continuità nei mercati preesistenti e non ha avuto effetti rilevanti rispetto ai *trend* da questi registrati in precedenza.

Nonostante l'andamento generalmente soddisfacente del nuovo bilanciamento, confermato anche da una prima analisi qualitativa, è comunque necessario, attraverso il tema specifico degli incentivi a SNAM, analizzare gli aspetti del bilanciamento su cui è possibile ancora intervenire per migliorare l'efficienza.

3.2 Andamento della prestazione p_1 e dell'incentivo I_1

3.2.1 Calcolo dell'incentivo

Si fa riferimento alla prestazione p_1 e alla relativa funzione incentivo I_1 le cui caratteristiche sono descritte al §2.6.

L'andamento della prestazione $p1$ nei primi 6 mesi di attività di bilanciamento è rappresentato nel grafico di Figura 6 a pagina 33.

Applicando giornalmente alla prestazione $p1$ la funzione incentivo rappresentata nel grafico 3b a pagina 20 si ottengono i risultati raccolti in Tabella 2a a pagina 27.²²

Dall'analisi dei dati è possibile condurre le seguenti osservazioni.

1. Anzitutto, in base a quanto richiamato in 2.6.1 circa la taratura iniziale dei parametri, si rileva una prestazione media del periodo in esame più vicina al *valore target* del 4% che al *valore base* del 5%;
2. questo risultato conferma che l'incentivo è tarato in modo tale da raggiungere il duplice obiettivo di non risultare penalizzante, ma di lasciare ugualmente ampi margini per investire nelle risorse per raggiungere il *valore target* di circa 420.000 €/mese;
3. nel corso dell'analisi a suo tempo condotta con la Consultazione 378/2015/R/gas [15] si era rilevato quale elemento maggiormente critico la volatilità delle previsioni, per cui in molti giorni all'anno errori superiori al 10% (anche 20%–30%) venivano mediati con errori di molto inferiori (< 3%). La volatilità delle previsioni è meglio quantificabile dalla Figura 7 in cui i medesimi dati di Figura 6 sono posti in una *curva di durata*. Da quest'ultima si osserva come persistano errori superiori al 10%, anche se in misura decisamente inferiore rispetto alle analisi precedentemente condotte (8 valori nel periodo di osservazione);
4. sempre dalla curva di durata di Figura 7, si osserva come il *target* non sia raggiunto per circa 45 giorni su 135.

Secondo SNAM²³ la previsione del giorno dopo è resa problematica dal “*maggior consumo di gas delle centrali termoelettriche rispetto alle attese*” e dagli “*effetti del fermo straordinario di parte del parco di centrali elettriche nucleari disposto dall'Autorità Francese di Sicurezza del Nucleare lo scorso 12 ottobre 2016 e ancora parzialmente in corso. Tale evento ha determinato un'inversione dei flussi di energia elettrica fra Francia ed Italia e la conseguente esportazione di energia elettrica dall'Italia alla Francia nel corso dell'inverno, con un incremento del consumo di gas per la produzione di energia elettrica difficilmente prevedibile nell'ambito dei sistemi di previsione del TSO, trattandosi di un caso mai verificatosi in precedenza. Tra gli eventi eccezionali che impattano sulle previsioni, sono da rilevare anche condizioni meteorologiche particolarmente rigide verificatesi in particolare nel centro-sud Italia nel recente periodo invernale (fine dicembre 2016, prima metà gennaio 2017), i cui effetti non possono essere tempestivamente colti dai modelli previsionali. Si considerino in particolare i giorni dall'8 al 13 gennaio 2017, in cui sono stati toccati consumi fino a 426 mln mc/g*”.

Nonostante sia ragionevole pensare che gli esiti dei mercati elettrici MI e MSD modifichino le previsioni del giorno precedente, non vi è evidenza circa l'entità di tale correlazione. Ad esempio sarebbe opportuno verificare se nei giorni in cui l'errore è stato superiore al 10% si sia

²²I risultati di ottobre 2016 sono calcolati a partire dalla data di inizio di efficacia degli incentivi, cioè il 17 ottobre.

²³Relazione del 31 gennaio 2017, prot. Autorità 3910/2017.

Mese	$p1$ %	$I1$ €	
ottobre 2016	4.6 %	84.020	definitivo
novembre 2016	3.8 %	496.249	definitivo
dicembre 2016	4.8 %	74.503	definitivo
gennaio 2017	4.1 %	391.097	definitivo
febbraio 2017	4.5 %	209.558	definitivo
marzo 2017	5.1 %	-39.778	definitivo
Totale		1.215.649	definitivo

(a) Andamento della prestazione $p1$ (media aritmetica mensile) e valore dell'incentivo $I1$ in Euro

Mese	$p2$ %	$I2$ €	
ottobre 2016	0.7 %	114.939	
novembre 2016	0.5 %	250.780	
dicembre 2016	0.9 %	217.349	
gennaio 2017	1.3 %	179.430	
febbraio 2017	0.7 %	214.229	
marzo 2017	0.4 %	265.506	
Totale (teorico)		1.242.233	

(b) Andamento della prestazione $p2$ (media aritmetica mensile) e valore teorico dell'incentivo $I2$ in Euro (dal 17 ottobre 2016)

Mese	$p3$ GWh	$I3$ €
ottobre 2016	47.1	-108.167
novembre 2016	49.8	-252.444
dicembre 2016	73.0	-561.858
gennaio 2017	74.5	-584.557
febbraio 2017	47.1	-195.372
marzo 2017	27.7	26.310
Totale (teorico)		-1.676.100

(c) Andamento della prestazione $p3$ (media aritmetica mensile) e valore teorico dell'incentivo $I3$ in Euro (dal 17 ottobre 2016)

Mese	Risultato €
ottobre 2016	163.278
novembre 2016	324.850
dicembre 2016	-155.850
gennaio 2017	-191.536
febbraio 2017	245.584
marzo 2017	750.928
Totale	1.137.254

(d) Calcolo del valore economico effettivo degli incentivi $I2$ e $I3$ in base alla formula 2 di pag. 22

Tabella 2: Tabelle di sintesi degli incentivi nel primo semestre di applicazione

verificato effettivamente qualche significativa modifica dei programmi di produzione elettrica. Inoltre da quanto riportato da SNAM nella citata relazione appare evidente che l'imprevedibilità dei consumi termoelettrici dovuti al nucleare francese dipende da un modello di previsione che deve essere modificato.

3.2.2 Conclusioni in merito alla revisione dell'incentivo $I1$

Le considerazioni espresse al §3.2.1, unitamente a quelle richiamate al punto 2 del §2.6.2 conducono alle seguenti osservazioni.

Anzitutto, il miglioramento della prestazione osservata dal momento in cui i parametri sono stati inizialmente tarati, sia in termini di valore medio che di dispersione attorno al valore medio, dimostra una certa efficacia dell'incentivo nell'indurre SNAM a prestare maggiore attenzione alla qualità del dato fornito agli utenti.

Permane comunque l'esigenza di rendere la prestazione più uniforme nel tempo, ad esempio attraverso l'utilizzo dei dati sui mercati del dispacciamento (sessioni di mercato MI successive

Mese	Totale MWh	SNAM MWh	%	Mese	Totale MWh	SNAM MWh	%
ottobre 2016	1.680.672	1.493.501	89%	ottobre 2016	536.646	121881	23%
novembre 2016	2.131.115	1.823.621	86%	novembre 2016	986.546	159.139	16%
dicembre 2016	3.426.191	2.873.623	84%	dicembre 2016	1.747.041	1.040.936	60%
gennaio 2017	3.342.654	1.922.268	58%	gennaio 2017	2.771.133	1.930.874	70%
febbraio 2017	2.215.871	1.390.281	62%	febbraio 2017	1.221.260	706.389	58%
marzo 2017	1.432.907	747.370	52%	marzo 2017	1.001.873	528.760	53%

(a) MGP+MI

(b) MGS

Tabella 3: Volumi scambiati sui mercati MGP MI e MGS da tutti gli utenti confrontati con i volumi scambiati sugli stessi mercati da SNAM

a MGP) che Terna trasmette a SNAM (in base al protocollo firmato) e che al momento non sembrano essere presi in considerazione.

Tenuto conto quindi dei miglioramenti tangibili che si sono verificati e di quelli ancora necessari in prospettiva e dell'esigenza di conciliare la stabilità del valore degli incentivi con quello della loro efficacia, non si ravvedono motivi particolari per cambiar i valori di $I1$ dopo un semestre di applicazione.

3.3 Andamento della prestazione $p2$ e dell'incentivo $I2$

3.3.1 Calcolo dell'incentivo

Si fa riferimento alla prestazione $p2$ e alla relativa funzione incentivo $I2$ le cui caratteristiche sono descritte al §2.6.

L'andamento della prestazione $p2$ nei primi 6 mesi di attività di bilanciamento è rappresentato nel grafico di Figura 8 a pagina 35.

Applicando giornalmente²⁴ alla prestazione $p2$ la relativa funzione incentivo (rappresentata nel grafico 3c a pagina 20) si ottengono i risultati raccolti in Tabella 2b a pagina 27.²⁵

Dall'analisi dei dati si osserva in modo evidente una prestazione apparentemente eccellente (e di conseguenza un bilancio significativamente positivo dell'incentivo) rispetto al valore target fissato del 3%.

Per interpretare questo risultato è però necessario osservare dagli istogrammi di Figura 11 a pagina 38 e dalla sintesi in Tabella 3b, la maggior parte delle transazioni che avvengono su MI ha come controparte SNAM, da cui deriva la coincidenza sistematica del prezzo medio di mercato (SAP) con il prezzo di sbilanciamento (SMPbuy o SMPsell).

Un altro motivo del risultato su $p2$ è il fatto che nei mesi di dicembre e gennaio SNAM si è avvalsa frequentemente del proprio linepack e della facoltà, descritta al punto 2 del §2.5.2, di accedere allo stoccaggio degli utenti e di conseguenza al mercato MGS. L'accesso allo stoccaggio degli utenti di fatto costituisce per il SNAM una possibilità di bilanciare la rete senza

²⁴I risultati di ottobre 2016 sono calcolati a partire dalla data di inizio di efficacia degli incentivi, cioè il 17 ottobre.

²⁵Si ricorda che il valore economico è quello "provvisorio" poiché quello definitivo dipende dall'applicazione della formula 2 a pagina 22.

ricorrere agli STSP e pertanto senza incidere sui prezzi di sbilanciamento, favorendo in questo modo l'esito della prestazione $p2$.

La Figura 12 di pagina 39 unitamente alla tabella 3 danno evidenza dell'incremento di attività di SNAM su MGS.

Per trarre adeguate conclusioni su possibili evoluzioni dell'incentivo $I2$ è necessario esaminare anche $I3$ vista la correlazione tra i due descritta al punto 5 del §2.6.1. Le conclusioni congiunte sull'evoluzione di $I2$ e $I3$ sono riportate al §3.4.3.

3.4 Andamento della prestazione $p3$ e dell'incentivo $I3$

3.4.1 Calcolo dell'incentivo

Si fa riferimento alla prestazione $p3$ e alla relativa funzione incentivo $I3$ le cui caratteristiche sono descritte al §2.6.

L'andamento della prestazione $p3$ nei primi 6 mesi di attività di bilanciamento è rappresentato nel grafico di Figura 9 a pagina 36. La curva monotona dei valori è rappresentata in figura 10 a pagina 37.

Applicando giornalmente²⁶ alla prestazione $p3$ la relativa funzione incentivo (rappresentata nel grafico 3d a pagina 20) si ottengono i risultati raccolti in Tabella 2c a pagina 27²⁷.

Dall'analisi dei dati si osserva in modo evidente, al contrario di $p2$, una prestazione sistematicamente inferiore al *valore base* (e di conseguenza un bilancio significativamente negativo dell'incentivo) rispetto al valore target fissato del 15 GWh/giorno.

È probabile che l'andamento di $p3$, derivi da una non ancora corretta valutazione di come le azioni sul mercato (MI e MGS) abbiano effetto sul linepack di fine giorno.

3.4.2 Calcolo dell'effetto combinato di $I2$ e $I3$

Il valore economico finale degli incentivi $I2$ e $I3$ è calcolato valutando l'effetto combinato dei due secondo la formula 2 a pagina 22.

Applicando la formula si ottengono i risultati rappresentati in Tabella 2d a pagina 27, validi per il primo semestre dell'anno termico 2016-2017.

3.4.3 Conclusioni sulla revisione degli incentivi $I2$ e $I3$

L'analisi degli andamenti di $I2$ e $I3$ mostra una taratura equilibrata degli incentivi che agiscono in contrapposizione, per cui in caso di squilibrio della rete:

1. se SNAM decide di non intervenire sul mercato degli STSP peggiora la prestazione $p3$;
2. se SNAM decide di comprare o vendere gas sul mercato degli STSP rischia (a seconda delle condizioni di mercato del momento) di peggiorare la prestazione $p2$.

²⁶I risultati di ottobre 2016 sono calcolati a partire dalla data di inizio di efficacia degli incentivi, cioè il 17 ottobre.

²⁷Si veda la nota 25⁰

Pertanto, analogamente al caso di *I1*, tenuto conto dell'esigenza di conciliare la stabilità del valore degli incentivi con quello della loro efficacia, non si ravvedono motivi particolari per cambiare i valori di *I2* e *I3* dopo un semestre di applicazione.

3.5 Conclusioni

L'implementazione del modello del Regolamento UE 312/2014 [3] in Italia non è avvenuta completamente *ex-novo*, ma partiva da una base preesistente. Questa circostanza ha consentito lo *switching* dal vecchio al nuovo regime da un giorno all'altro, ossia l'1 ottobre 2016, senza introdurre le misure transitorie e di gradualità che il Regolamento UE 312/2014 [3] avrebbe consentito e senza particolari conseguenze sull'andamento dei prezzi dei prodotti a termine, a parte la volatilità fisiologica dei prodotti infragiornalieri. L'Italia quindi, confrontata con altri paesi europei, si trova in una posizione avanzata di implementazione del Regolamento UE 312/2014 [3]. Il meccanismo attuale ha mostrato in generale di funzionare bene anche se l'inverno non ha al momento sottoposto il sistema a momenti di tensione, fatti salvi alcuni giorni caratterizzati da consumi particolarmente elevati. Inoltre, rispetto al regime preesistente in cui, in caso di scarsità di gas, era attivata la c.d sessione di mercato *locational*, i picchi di prezzo che si sono registrati non raggiungono i valori del periodo precedente e appaiono più proporzionati rispetto alle reali esigenze del sistema.

Gli incentivi SNAM hanno registrato nei primi sei mesi un segno positivo (+ € 2.352.000) e appaiono equilibrati per cui non si ravvisa l'urgenza di una loro revisione già nel corso del primo anno di efficacia. Vi sono naturalmente diversi punti su cui è possibile intervenire per migliorarne il funzionamento di cui i principali, come emerge dal presente rapporto, riguardano la previsione dei prelievi termoelettrici e il miglioramento del controllo del *linepack* a fine giorno-gas.

Tali punti possono essere oggetto di una specifica consultazione funzioanale alla revisione degli incentivi al termine del periododi incentivazione attuale.

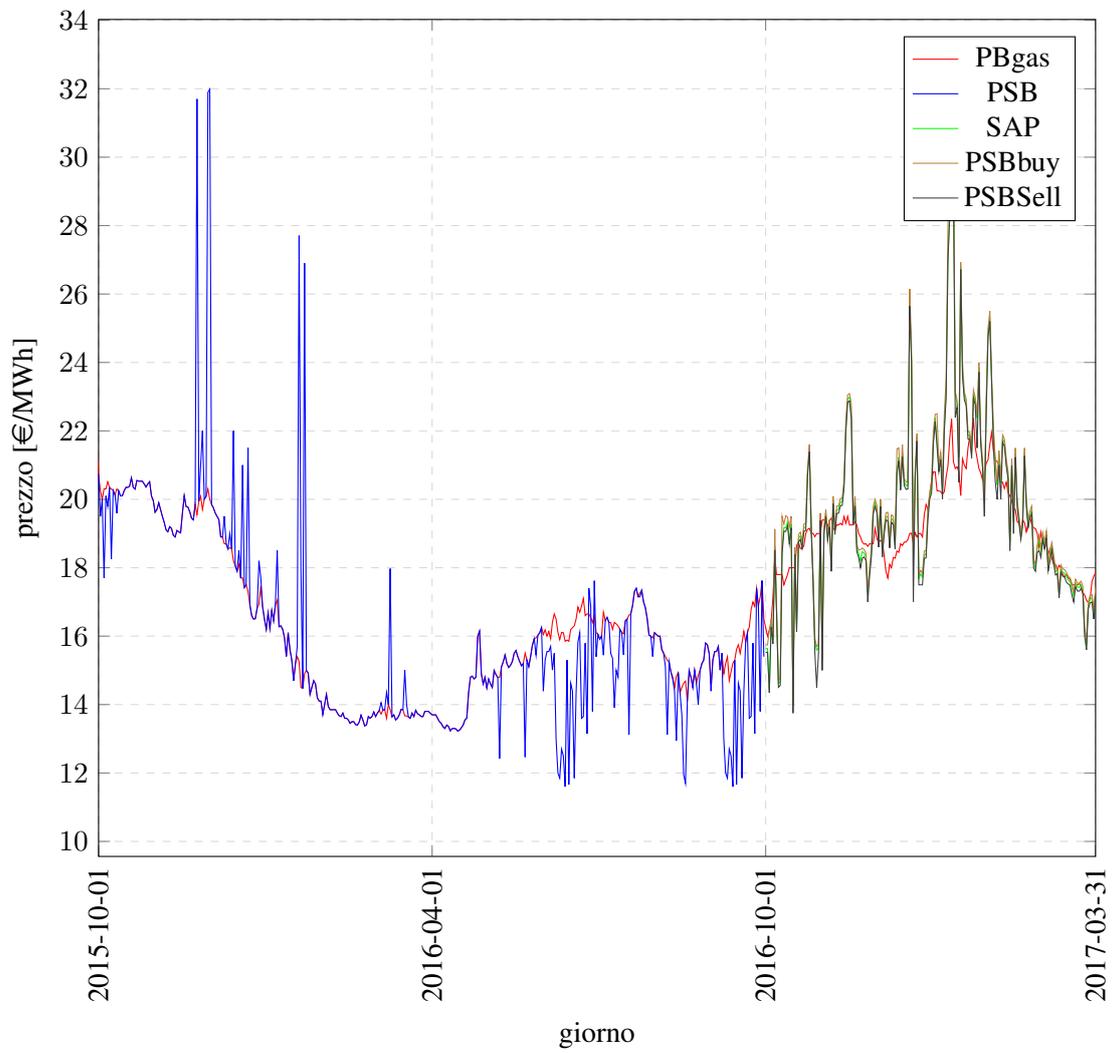


Figura 4: Evoluzione dei prezzi di sbilanciamento

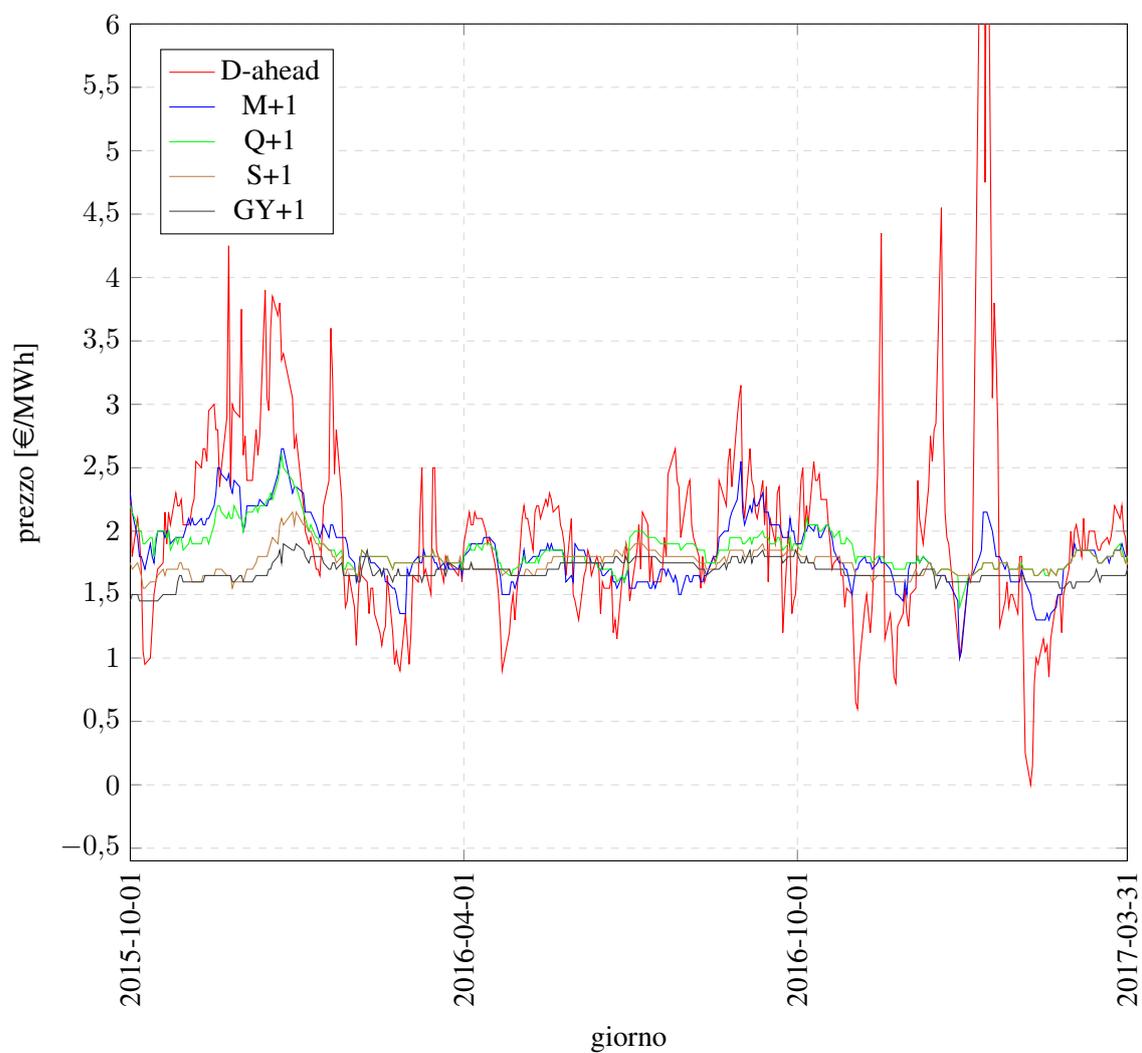


Figura 5: Differenziali tra i prezzi al PSV e i prezzi al TTF dei prodotti a termine

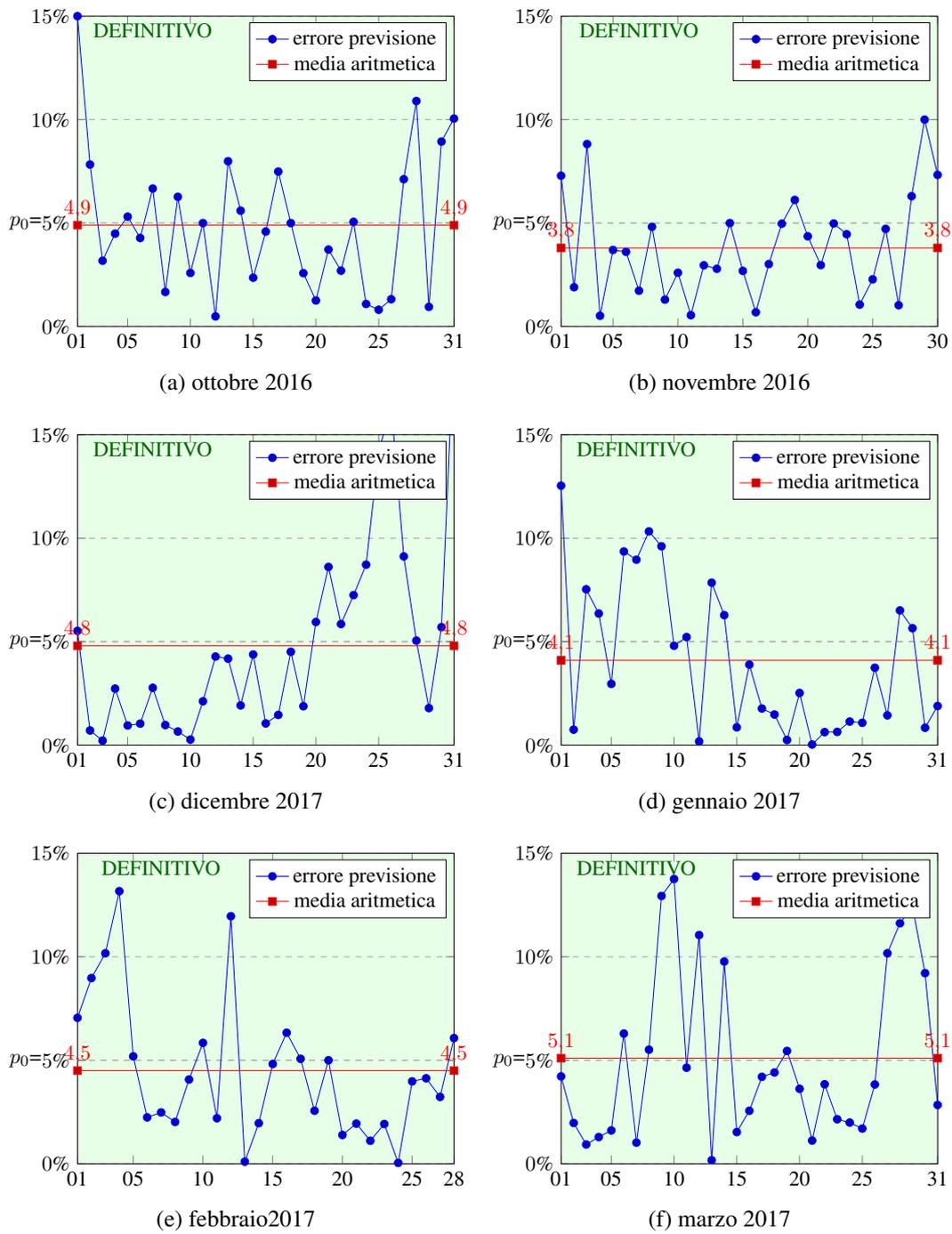


Figura 6: Andamento giornaliero della prestazione p_l e valore medio mensile nel primo semestre

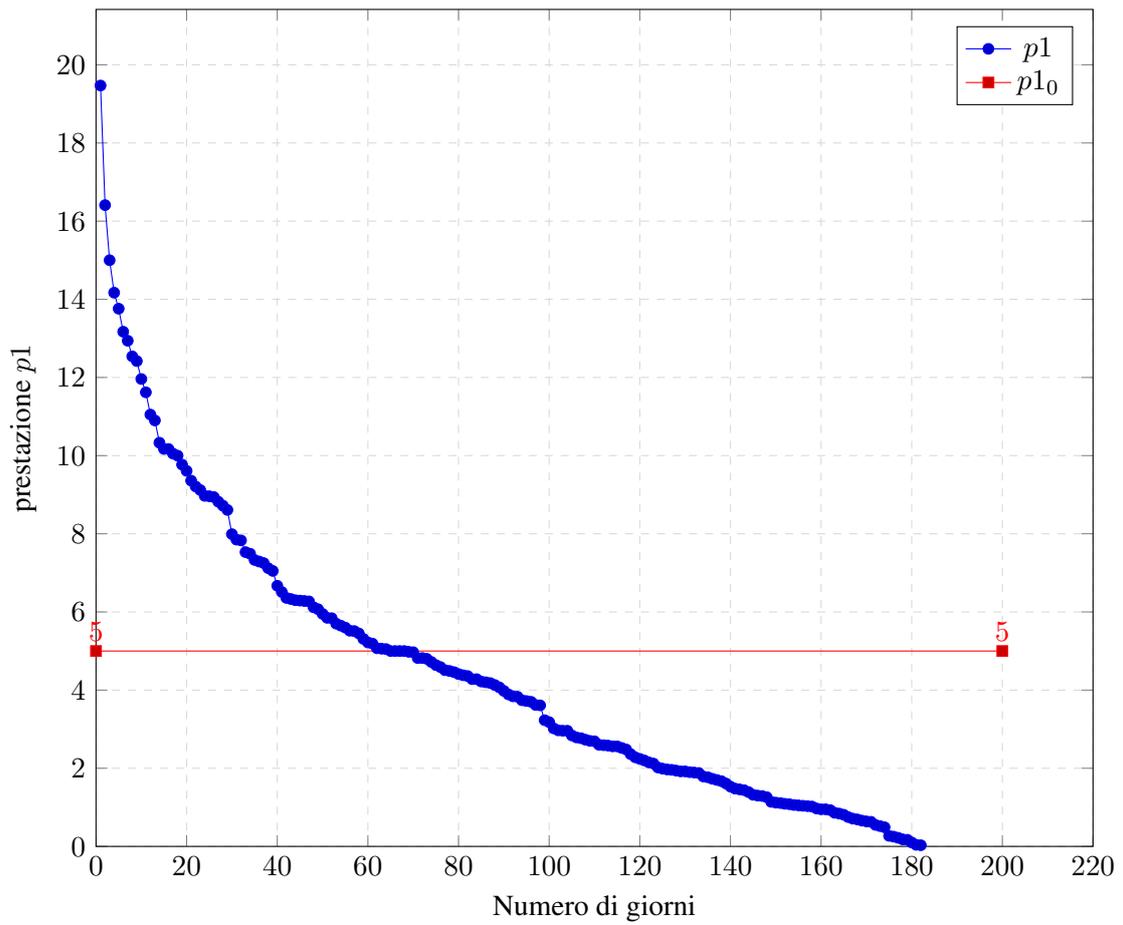


Figura 7: Curva monotona della prestazione p_1 nel periodo ottobre 2016 – marzo 2017

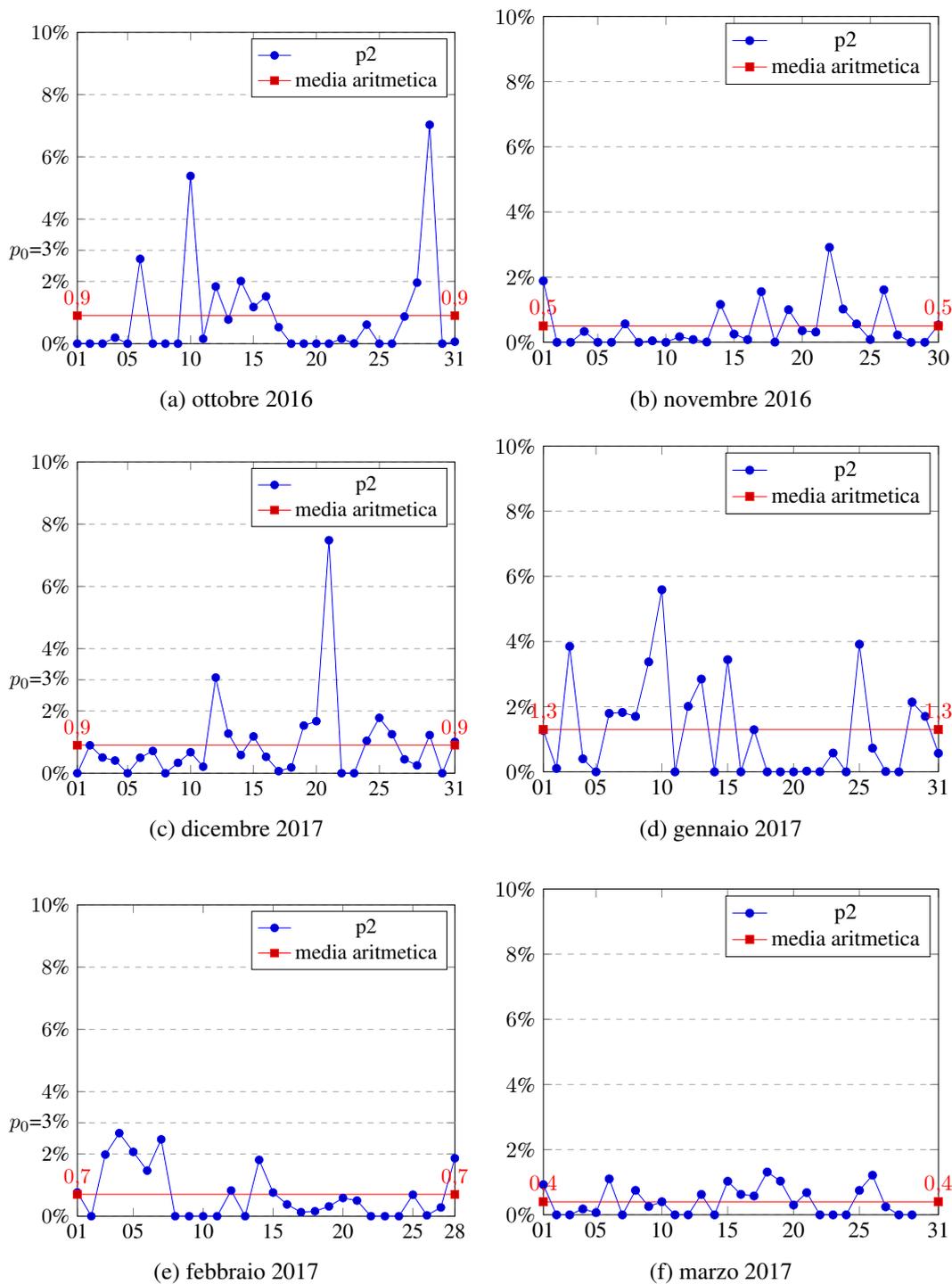


Figura 8: Andamento giornaliero della prestazione p_2 e valore medio mensile nel primo semestre

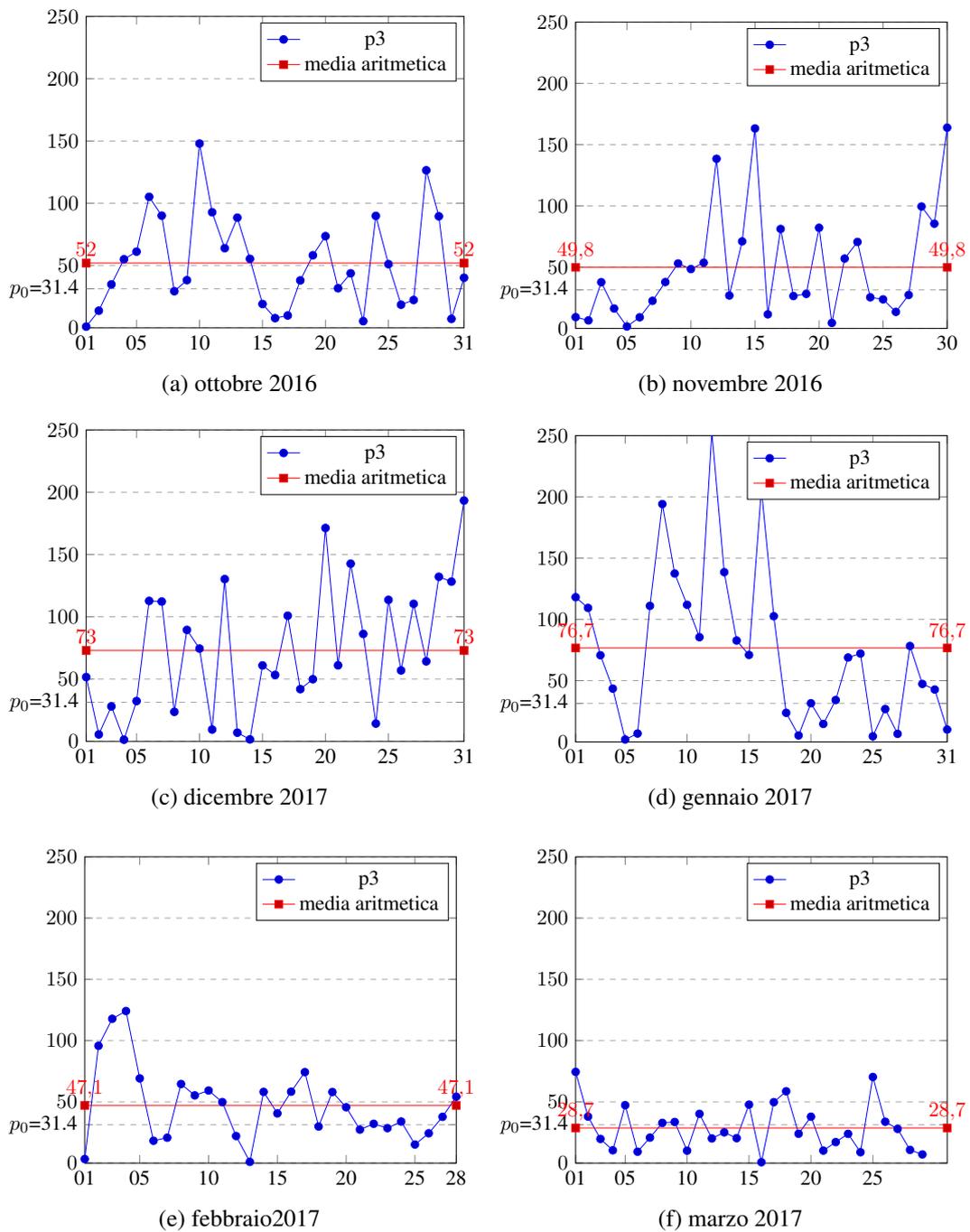


Figura 9: Andamento giornaliero della prestazione p_3 e valore medio mensile nel primo semestre

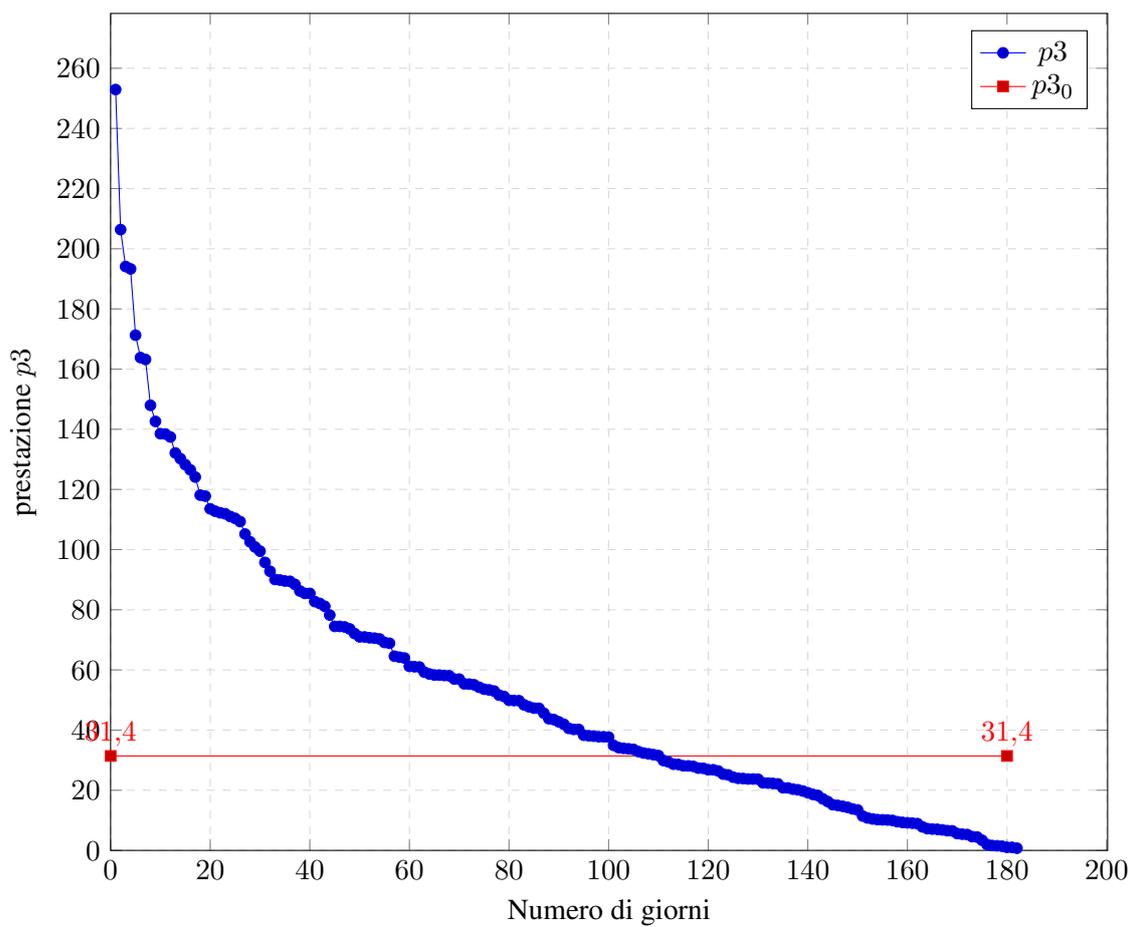


Figura 10: Curva monotona della prestazione p_3 nel periodo ottobre 2016 – marzo 2017

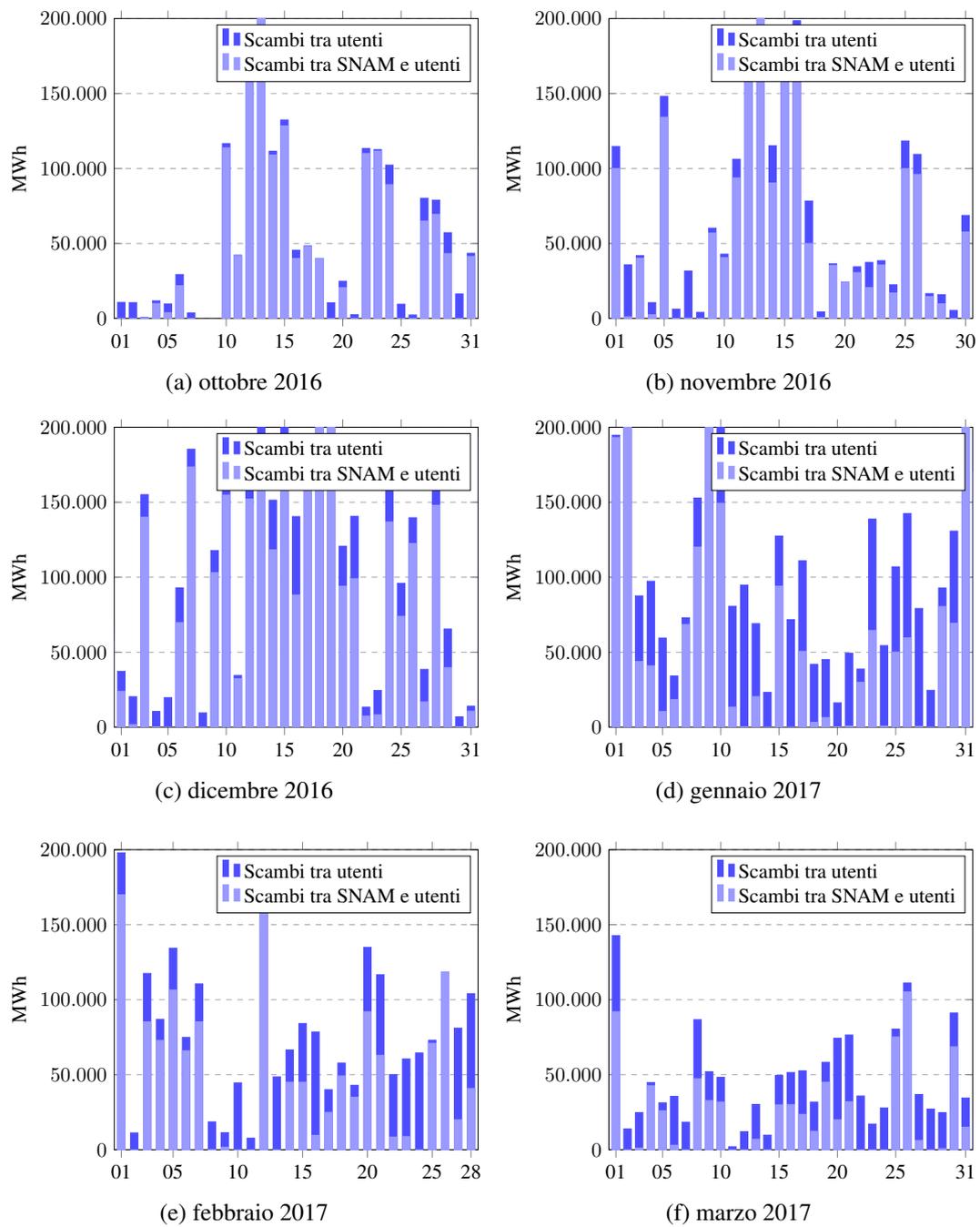


Figura 11: Volumi scambiati su M-GAS (MGP+MI)

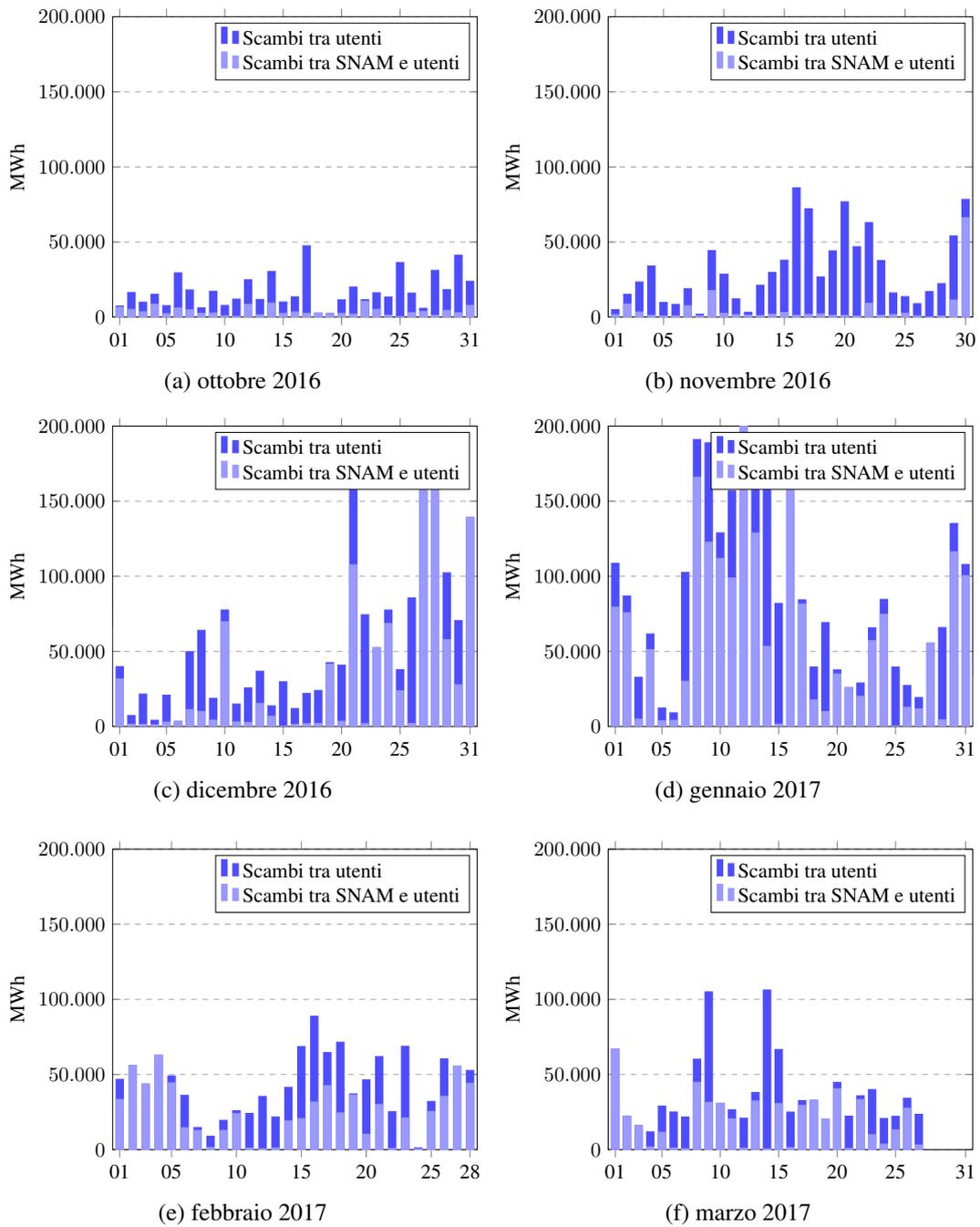
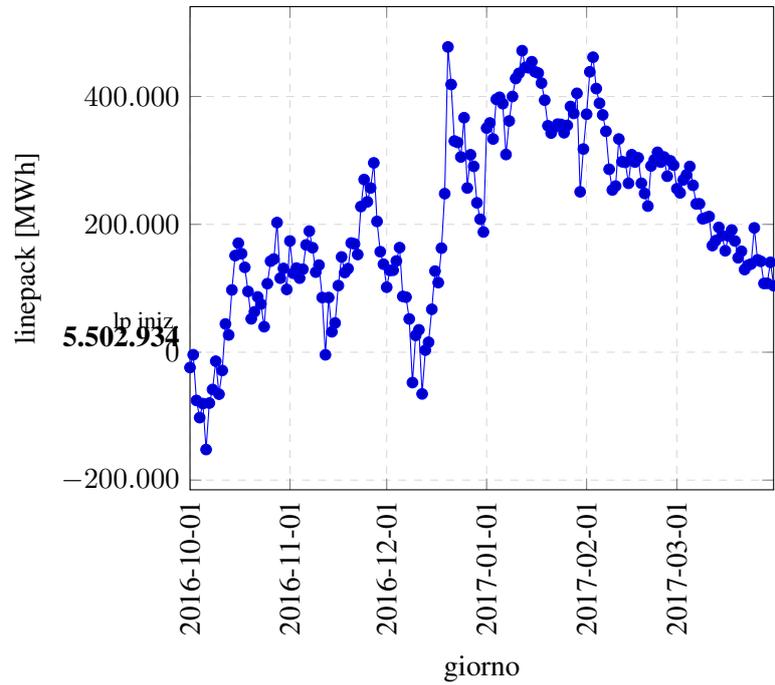
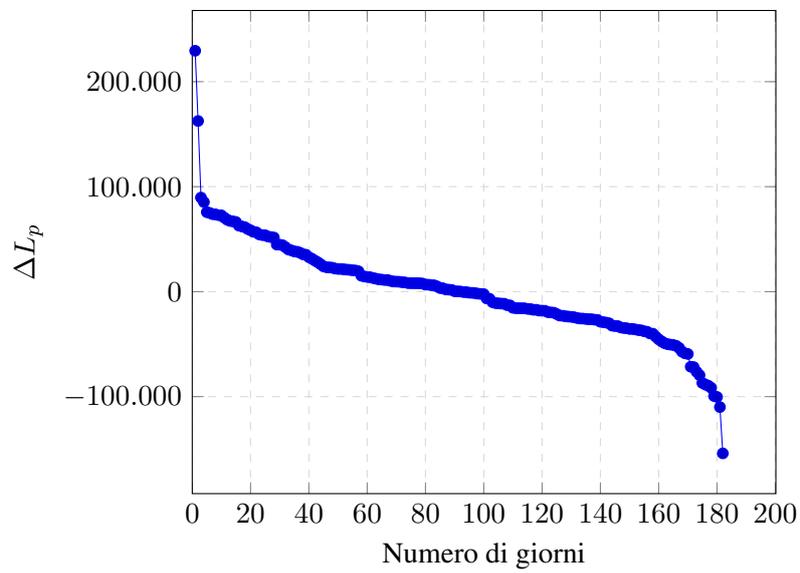


Figura 12: Volumi scambiati su MGS da tutti gli utenti e quota di scambi di SNAM



(a) Cronologica



(b) Monotona

Figura 13: Variazioni giornaliere di linepack nel periodo ottobre 2016 – marzo 2017

Glossario e Acronimi

Glossario

anno termico	AEEGSI
il periodo compreso tra le 6:00 a.m. dell'1 ottobre e le 6:00 a.m. dell'1 ottobre dell'anno successivo	
Autorità	AEEGSI
l'Autorità per l'energia elettrica il gas ed il sistema idrico, istituita ai sensi della Legge 14 novembre 1995 n. 481 [16]	
Autorità Nazionale di Regolazione	AEEGSI
L'Autorità nazionale di regolazione dell'energia elettrica e del gas, nel caso italiano l'Autorità	
Autorità Nazionali di Regolazione	AEEGSI
Le Autorità nazionali di regolazione dell'energia elettrica e del gas, nel caso italiano l'Autorità	
azione di bilanciamento	Regolamento UE 312/2014 [3]
un'azione mediante la quale il gestore del sistema di trasporto modifica il flusso del gas in immissione o in prelievo nella o dalla rete di trasporto, ad eccezione delle azioni relative al gas non contabilizzato come gas prelevato dal sistema e al gas utilizzato dal gestore del sistema di trasporto per il funzionamento del sistema	
capacità di erogazione	AEEGSI
la capacità di erogazione in un dato intervallo di tempo	
capacità di iniezione	AEEGSI
la capacità di iniezione in un dato intervallo di tempo	
capacità di stoccaggio	Regolamento UE 715/2009 [17]
qualsiasi combinazione di spazio, iniettabilità ed erogabilità	
codice di rigassificazione	AEEGSI
codice contenente regole e modalità per la gestione e il funzionamento della rigassificazione	
codice di stoccaggio	Decreto legislativo n. 164/00 [18]
codice contenente regole e modalità per la gestione e il funzionamento di un sistema di stoccaggio	
codice di rete	Decreto legislativo n. 164/00 [18]
codice contenente regole e modalità per la gestione e il funzionamento della rete	

erogazione	AEEGSI
l'operazione di prelievo di gas naturale dai giacimenti di stoccaggio	
gestore dell'impianto di stoccaggio	Direttiva 2009/73/CE [19]
qualsiasi persona fisica o giuridica che svolge la funzione di stoccaggio ed è responsabile della gestione di un impianto di stoccaggio	
gestore del sistema GNL	Direttiva 2009/73/CE [19]
qualsiasi persona fisica o giuridica responsabile della liquefazione del gas naturale o dell'importazione, o dello scarico, e della rigassificazione di GNL e responsabile della gestione di un impianto GNL	
gestore del sistema di trasporto	Direttiva 2009/73/CE [19]
qualsiasi persona fisica o giuridica che svolge la funzione di trasporto ed è responsabile della gestione, della manutenzione e, se necessario, dello sviluppo del sistema di trasporto in una data zona ed, eventualmente, delle relative interconnessioni con altri sistemi, e di assicurare la capacità a lungo termine del sistema di soddisfare richieste ragionevoli di trasporto di gas	
Gestore dei Mercati Energetici	AEEGSI
La società Gestore dei Mercati Energetici S.p.A.	
giorno-gas	Regolamento UE 984/2013 [20]
il periodo che va dalle 5:00 alle 5:00 UTC del giorno seguente (ora solare) e dalle 4:00 alle 4:00 UTC del giorno seguente (ora legale)	
iniezione	AEEGSI
l'operazione di immissione di gas naturale nei giacimenti di stoccaggio	
linepack	Direttiva 2009/73/CE [19]
lo stoccaggio di gas mediante compressione nelle reti di trasporto e di distribuzione del gas, ad esclusione degli impianti riservati ai gestori dei sistemi di trasporto nello svolgimento delle loro funzioni	
Ministero	
il Ministero competente in materia di energia, alla data del presente documento il Ministero per lo Sviluppo Economico	
	AEEGSI
nomina	AEEGSI
un programma di trasporto	

Over The Counter	AEEGSI
Gli scambi bilaterali	
programma di trasporto	Regolamento UE 715/2009 [17]
(nomination) la comunicazione preliminare da parte dell'utente delle rete al gestore del sistema di trasporto del flusso effettivo che desidera immettere nel sistema o prelevare da esso	
Punto di Scambio Virtuale	AEEGSI
il Virtual Trading Point (VTP) italiano	
punto di consegna	AEEGSI
il punto fisico della Rete Nazionale dei Gasdotti nel quale avviene l'affidamento in custodia del gas dall'utente al gestore del sistema di trasporto e la sua misurazione	
punto di uscita	AEEGSI
un punto di una rete gas in cui il gas è fisicamente o commercialmente prelevato dalla rete	
punto di entrata	AEEGSI
un punto di una rete gas in cui il gas è fisicamente o commercialmente immesso nella rete	
punto di riconsegna	AEEGSI
il punto fisico della Rete Nazionale dei Gasdotti nel quale avviene l'affidamento in custodia del gas dal gestore del sistema di trasporto all'utente e la sua misurazione	
punto di interconnessione	Regolamento UE 984/2013 [20]
un punto fisico o virtuale che collega sistemi di entrata-uscita adiacenti o che collega un sistema di entrata e uscita con un interconnettore nella misura in cui questi punti sono soggetti a procedure di prenotazione da parte degli utenti della rete	
responsabile del bilanciamento	AEEGSI
La società SNAM Rete Gas	
Rete Nazionale dei Gasdotti	AEEGSI
La rete nazionale dei gasdotti come definita dal Decreto del Ministro 22 dicembre 2000 [21]	
rinomina	Regolamento UE 312/2014 [3]
un nuovo programma di trasporto	
Short Term Standardized Products	AEEGSI
Prodotti Standardizzati di breve termine (title, locational, temporal e temporal–locational)	

SNAM Rete Gas	AEEGSI
La società SNAM Rete Gas S.p.A.	
System Average Price	AEEGSI
Prezzo medio pesato delle transazioni concluse su MGP e su MI	
Terna	AEEGSI
La società Terna S.p.A.	
Testo Integrato del Gas	AEEGSI
il presente documento	
Testo Integrato del Bilanciamento	AEEGSI
L'Allegato A alla Deliberazione 312/2016/R/gas [1]	
Third Party Access	
La disciplina definita ai sensi della direttiva europea...	
Transmission System Operator	AEEGSI
Transmission System Operator	
trasporto	Direttiva 2009/73/CE [19]
il trasporto di gas naturale finalizzato alla fornitura ai clienti, attraverso una rete che comprende soprattutto gasdotti ad alta pressione diversa da una rete di gasdotti "a monte" e diversa dalla parte dei gasdotti ad alta pressione utilizzati principalmente nell'ambito della distribuzione locale del gas naturale, ad esclusione della fornitura	
Use-It-Or-Lose-It	AEEGSI
Obbligo per l'utente di mettere a disposizione dell'impresa di trasporto, per il conferimento a terzi, la capacità continua non utilizzata conferita all'utente medesimo presso un punto della rete di trasporto interconnesso con l'estero, nella misura e secondo le modalità stabilite in regolazione e nel codice di rete di trasporto.	
utente	AEEGSI
un utente delle rete o un utente dello stoccaggio o un utente della rigassificazione, a secondo del contesto	
utente della rigassificazione	AEEGSI
persona fisica o giuridica che ha un contratto per uno dei servizi di rigassificazione con un gestore del sistema GNL	
utente dello stoccaggio	AEEGSI
persona fisica o giuridica che ha un contratto per uno dei servizi di stoccaggio con un gestore dell'impianto di stoccaggio	

utente delle reteRegolamento UE 715/2009
[17]

un cliente o un potenziale cliente di un gestore del sistema di trasporto e gli stessi gestori dei sistemi di trasporto, nella misura in cui per essi sia necessario svolgere le loro funzioni in relazione al trasporto

Virtual Trading Point

AEEGSI

Un *hub* virtuale (non fisico) in una rete utilizzato per il *trading* nei mercati del gas

Acronimi**GME**

Gestore dei Mercati Energetici

NRA

Autorità Nazionale di Regolazione

NRAs

Autorità Nazionali di Regolazione

OTC

Over The Counter

PSV

Punto di Scambio Virtuale

RdB

responsabile del bilanciamento

SAP

System Average Price

SNAM

SNAM Rete Gas

STSP

Short Term Standardized Products

TIB

Testo Integrato del Bilanciamento

TIGas

Testo Integrato del Gas

TPA

Third Party Access

TSO

Transmission System Operator

UIOLI

Use-It-Or-Lose-It

VTP

Virtual Trading Point

Riferimenti normativi

Direttive Europee

- [3] Parlamento Europeo e Consiglio. *Regolamento UE 312/2014. che istituisce un codice di rete relativo al bilanciamento del gas nelle reti di trasporto.* 26 Mar. 2014.
- [17] Parlamento Europeo e Consiglio. *Regolamento UE 715/2009. relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la direttiva 2003/55/CE.* 13 Lug. 2009.
- [19] Parlamento Europeo e Consiglio. *Direttiva 2009/73/CE. relativo alle condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas naturale e che abroga il regolamento (CE) n. 1775/2005.* 13 Lug. 2009.
- [20] Parlamento Europeo e Consiglio. *Regolamento UE 984/2013. che istituisce un codice di rete relativo ai meccanismi di assegnazione di capacità nei sistemi di trasporto del gas e che integra il regolamento (CE) n. 715/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio.* 14 Ott. 2013.

Leggi dello Stato Italiano

- [16] Parlamento Italiano. *Legge 14 novembre 1995 n. 481. Norme per la concorrenza e la regolazione dei servizi di pubblica utilità. Istituzione delle Autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità.* 14 Nov. 1995.

Decreti del Ministero

- [18] del Commercio e dell'Artigianato Ministro dell'Industria. *Decreto legislativo n. 164/00. Attuazione della direttiva n. 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, a norma dell'articolo 41 della legge 17 maggio 1999, n. 144.* 1 Gen. 2000.
- [21] del Commercio e dell'Artigianato Ministro dell'Industria. *Decreto del Ministro 22 dicembre 2000. Individuazione della Rete nazionale dei gasdotti ai sensi dell'art.9 del D.Lgs 23 maggio 2000, n. 164.* 22 Dic. 2000.

Delibere dell'Autorità

- [1] Autorità per l'energia elettrica e il gas. *Deliberazione 312/2016/R/gas. Bilanciamento gas, in attuazione del Regolamento (UE) 312/2014.* 16 Giu. 2016. URL: <http://www.autorita.energia.it/it/docs/16/312-16.htm>.
- [2] Autorità per l'energia elettrica e il gas. *Deliberazione 554/2016/R/gas. Definizione dei parametri dell'incentivazione del responsabile del bilanciamento.* 21 Apr. 2016. URL: <http://www.autorita.energia.it/it/docs/16/554-16.htm>.

- [4] Autorità per l'energia elettrica e il gas. *Deliberazione 470/2015/R/gas. Disposizioni in vista dell'operatività del bilanciamento gas, ai sensi del Regolamento UE 312/2014. Approvazioni di modifiche al Codice di rete di Snam Rete Gas, propedeutiche all'operatività del bilanciamento.* 7 Ott. 2015. URL: <http://www.autorita.energia.it/it/docs/15/470-15.htm>.
- [5] Autorità per l'energia elettrica e il gas. *Deliberazione 193/2016/R/gas. Disposizioni in materia di conferimento delle capacità di stoccaggio su base mensile o inferiore e meccanismi di gestione delle congestioni contrattuali nell'utilizzo della capacità dello stoccaggio.* 16 Giu. 2016. URL: <http://www.autorita.energia.it/it/docs/16/193-16.htm>.
- [6] Autorità per l'energia elettrica e il gas. *Deliberazione 357/2016/R/gas. Approvazione di una proposta di aggiornamento del codice di stoccaggio della società Stogit S.p.a.* 28 Giu. 2016. URL: <http://www.autorita.energia.it/it/docs/16/357-16.htm>.
- [7] Autorità per l'energia elettrica e il gas. *Deliberazione 425/2016/R/gas. Approvazione di una proposta di modifica del codice di rete di Snam Rete Gas.* 21 Lug. 2016. URL: <http://www.autorita.energia.it/it/docs/16/425-16.htm>.
- [8] Autorità per l'energia elettrica e il gas. *Deliberazione 487/2016/R/gas. Approvazione di una proposta di aggiornamento del codice di stoccaggio, predisposta da Stogit S.p.a.* 8 Set. 2016. URL: <http://www.autorita.energia.it/it/docs/16/487-16.htm>.
- [9] Autorità per l'energia elettrica e il gas. *Deliberazione 502/2016/R/gas. Disposizioni in materia di disciplina del mercato del gas, funzionali all'avvio del regime di bilanciamento.* 15 Set. 2016. URL: <http://www.autorita.energia.it/it/docs/16/502-16.htm>.
- [10] Autorità per l'energia elettrica e il gas. *Deliberazione 539/2016/R/gas. Disposizioni in materia di disciplina del mercato del gas, funzionali all'avvio del regime di bilanciamento.* 29 Set. 2016. URL: <http://www.autorita.energia.it/it/docs/16/539-16.htm>.
- [11] Autorità per l'energia elettrica e il gas. *Deliberazione 584/2016/R/gas. Approvazione di una proposta di modifica al regolamento della piattaforma del bilanciamento di merito economico del gas naturale, predisposta dal Gestore dei mercati energetici.* 20 Ott. 2016. URL: <http://www.autorita.energia.it/it/docs/16/584-16.htm>.
- [12] Autorità per l'energia elettrica e il gas. *Deliberazione 14/2017/R/gas. Approvazione di una proposta di aggiornamento del Codice di stoccaggio della società Edison Stoccaggio S.p.a.* 19 Gen. 2017. URL: <http://www.autorita.energia.it/it/docs/17/014-16.htm>.

Consultazioni

- [15] Autorità per l'energia elettrica e il gas. *Consultazione 378/2015/R/gas. Regime di incentivazione del responsabile del bilanciamento*. 23 Lug. 2015. URL: <http://www.autorita.energia.it/it/docs/dc/15/378-15.jsp>.

Codici

- [13] SNAM Rete Gas S.p.A. *Codice di Rete SNAM. Codice di Rete SNAM Rete Gas S.p.A.* 19 Gen. 2017. URL: http://www.snamretegas.it/it/servizi/Codice_di_rete/Aree/codice_rete.html.
- [14] Stogit S.p.A. *Codice di Stoccaggio Stogit. Codice di Stoccaggio STOGIT Rev. 2016 - IV Approvato dall'Autorità con delibera 22/12/2016, 789/2016/R/gas*. 19 Gen. 2017. URL: http://www.stogit.it/export/sites/stogit/repository/business_servizi/Codice_stoccaggio/Documento/Codice_di_Stoccaggio_2016_rev4.pdf.