



UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PADOVA
DIPARTIMENTO DI SCIENZE ECONOMICHE ED AZIENDALI
"M. FANNO"

CORSO DI LAUREA IN ECONOMIA

PROVA FINALE

"IL MERCATO DEL GAS NATURALE IN ITALIA"

RELATORE:

CH.MO PROF. FABIO M. MANENTI

LAUREANDO: BARDELLONE MATTEO

MATRICOLA N. 1219658

ANNO ACCADEMICO 2021 - 2022

Dichiaro di aver preso visione del “Regolamento antiplagio” approvato dal Consiglio del Dipartimento di Scienze Economiche e Aziendali e, consapevole delle conseguenze derivanti da dichiarazioni mendaci, dichiaro che il presente lavoro non è già stato sottoposto, in tutto o in parte, per il conseguimento di un titolo accademico in altre Università italiane o straniere. Dichiaro inoltre che tutte le fonti utilizzate per la realizzazione del presente lavoro, inclusi i materiali digitali, sono state correttamente citate nel corpo del testo e nella sezione ‘Riferimenti bibliografici’.

I hereby declare that I have read and understood the “Anti-plagiarism rules and regulations” approved by the Council of the Department of Economics and Management and I am aware of the consequences of making false statements. I declare that this piece of work has not been previously submitted – either fully or partially – for fulfilling the requirements of an academic degree, whether in Italy or abroad. Furthermore, I declare that the references used for this work – including the digital materials – have been appropriately cited and acknowledged in the text and in the section ‘References’.

Firma (signature) 

Ai miei genitori,

a Martina,

a Federica, Lorenzo e Sabrina.

INDICE

PREMESSA	1
1 IL GAS NATURALE COME FONTE DI ENERGIA	
1.1 Cenni storici	2
1.2 Il gas naturale nel panorama energetico italiano	3
1.3 La filiera del gas	7
1.3.1 Approvvigionamento	7
1.3.2 Trasporto	11
1.3.3 Dispacciamento	12
1.3.4 Stoccaggio	13
1.3.5 Distribuzione	15
1.3.6 Vendita	17
2 LA LIBERALIZZAZIONE DEL MERCATO DEL GAS: IL QUADRO NORMATIVO	
2.1 Il percorso normativo europeo e nazionale	19
2.2 Il Primo Pacchetto Energia ed il Decreto Letta	20
2.3 Il Secondo Pacchetto Energia ed il Decreto Marzano	21
2.4 Il Terzo Pacchetto Energia	21
2.5 La fine del Servizio di Maggior Tutela	22
3 IL PREZZO DEL GAS: PANORAMICA E PROSPETTIVE	
3.1 Il prezzo di fornitura del gas	23
3.2 Dal modello OPE al modello GoG	23
3.3 Il prezzo del gas per il consumo finale nello scenario italiano	24
3.4 L'approvvigionamento all'ingrosso	26
3.5 L'ascesa dei prezzi dalla pandemia Covid-19 al conflitto Russia-Ucraina	27
3.6 La misura del <i>price cap</i>	29
CONCLUSIONI	32
BIBLIOGRAFIA	34

PREMESSA

Il gas naturale deriva dalla decomposizione anaerobica di materiale organico, e risulta formato da una miscela di idrocarburi gassosi il cui componente principale è il metano, seguito da anidride carbonica, azoto e idrogeno. Il gas naturale è una fonte energetica primaria, in quanto esso può essere impiegato senza necessitare di particolari processi di trasformazione fisica¹.

Come emergerà nel corso dell'elaborato, il mercato del gas riveste un ruolo cruciale nello scenario nazionale ed internazionale, e nella sua complessità offre numerosi spunti di studio ed indagine. In particolare, il gas è considerato una delle fonti determinanti per l'assetto del settore energetico e la rilevanza che ha assunto nel tempo deriva da alcune sue caratteristiche, quali la flessibilità nell'impiego, l'assenza di criticità nello smaltimento ed il minor impatto in termini di inquinamento ambientale rispetto alle altre fonti fossili. Il gas naturale si configura dunque come una fonte energetica di rilievo, ad oggi non facilmente sostituibile.

Lo scopo del primo capitolo dell'elaborato è quello di fornire una descrizione della struttura del mercato italiano del gas in termini di consumi, evoluzione nel tempo e rilevanza all'interno del panorama energetico nazionale. Inoltre, si delineano le caratteristiche economiche e legislative delle fasi che costituiscono la cosiddetta *filiera del gas*.

Il secondo capitolo si pone l'obiettivo di esaminare l'evoluzione del processo di liberalizzazione che ha coinvolto il mercato del gas, come conseguenza del recepimento delle riforme comunitarie e dello sviluppo della normativa nazionale che hanno preso avvio in particolar modo a partire dai primi anni 2000. La liberalizzazione del settore ha portato infatti profondi cambiamenti, finalizzati ad ampliare l'efficienza allocativa e produttiva del mercato e la libertà di scelta del consumatore, favorendo la competizione tra i diversi operatori lungo la filiera.

Il terzo ed ultimo capitolo dell'elaborato ha lo scopo di delineare i principali meccanismi attraverso i quali avviene la determinazione del prezzo del gas all'ingrosso e di descrivere l'evoluzione che hanno subito i contratti di fornitura ed i prezzi, con riferimento in particolare all'ultimo ventennio. La dinamica di arresto e successiva ripartenza economica derivanti dalla pandemia da Covid-19 e la situazione di tensione geopolitica conseguente al conflitto tra Russia ed Ucraina, hanno determinato una grave ascesa dei prezzi del gas e più in generale dell'energia, che oggi risulta tra le questioni che destano maggiore attenzione nel panorama economico nazionale ed europeo.

¹ - Cellamare, D., 2009. Gas naturale: storia, dinamiche, evoluzione dei mercati e prospettive future. *Ministero della Difesa, Rivista militare n. 6/2009*. Pag. 6-7.

Capitolo 1

IL GAS NATURALE COME FONTE DI ENERGIA

1.1 Cenni storici

Il gas naturale è la più recente tra le fonti fossili utilizzate. Noto nei secoli passati già da diverse civiltà, tra cui quella greca, indù e cinese, il gas ha iniziato ad essere sfruttato a partire dalla metà del 1800 per l'illuminazione cittadina sia negli Stati Uniti che in Europa, ricavandolo dal processo di estrazione del greggio che ne comporta la risalita in superficie. Per molti anni si è trattato di uno sfruttamento parziale e circoscritto in quanto per il gas, se eccessivamente distante dal luogo di effettivo consumo, non si configurava alcuna convenienza economica nell'organizzarne il trasporto e la commercializzazione². In tale circostanza il gas, una volta risalito in superficie, veniva interamente disperso nell'atmosfera o veniva bruciato nei pozzi stessi, attraverso la pratica definita *gas flaring*. Ciò ha comportato a lungo un duplice danno: da un lato un elevato spreco di tale risorsa non rinnovabile, e dall'altro un grave impatto in termini di inquinamento ambientale. È da evidenziare inoltre come il *gas flaring* sia un fenomeno purtroppo ancora attuale, che ha portato nel 2014 alla nascita della convenzione denominata *Global Gas Flaring Reduction (GGFR)*³, stipulata tra ottanta governi, enti internazionali ed aziende petrolifere, finalizzata a regolamentare e ridurre tale pratica.

Nel 1925 è stato realizzato negli Stati Uniti il primo gasdotto che collegava la Louisiana con il Texas, ma di fatto il pieno sfruttamento del gas come fonte energetica su larga scala ha inizio a livello globale, Italia compresa, solo dopo il termine della Seconda Guerra Mondiale grazie all'implementazione di nuove tecniche di saldatura e ai progressi nella metallurgia. Con riferimento all'Italia, il gas estratto nella Pianura Padana ha costituito una limitata ma importante fonte di energia nel secondo dopoguerra, e a partire dagli anni '70 ha avuto inizio la costruzione delle prime infrastrutture per consentire le importazioni sia dall'Europa che dall'Africa⁴.

Negli anni recenti l'Italia ha visto un notevole e continuo ampliamento nella struttura dei gasdotti: ad oggi, infatti, la rete italiana si dirama per oltre 265.920 chilometri e i numerosi punti di collegamento con la rete internazionale di tubature pongono il Paese in una condizione di rilievo all'interno del panorama europeo.

² - EniScuola.net, 2011. Gas naturale. Pag. 1-2.

³ - The World Bank.org. Global Gas Flaring Reduction Partnership.

⁴ - Riccobono, G., 2021. La guida definitiva sul gas naturale. *Revoluce*. Pag. 7.

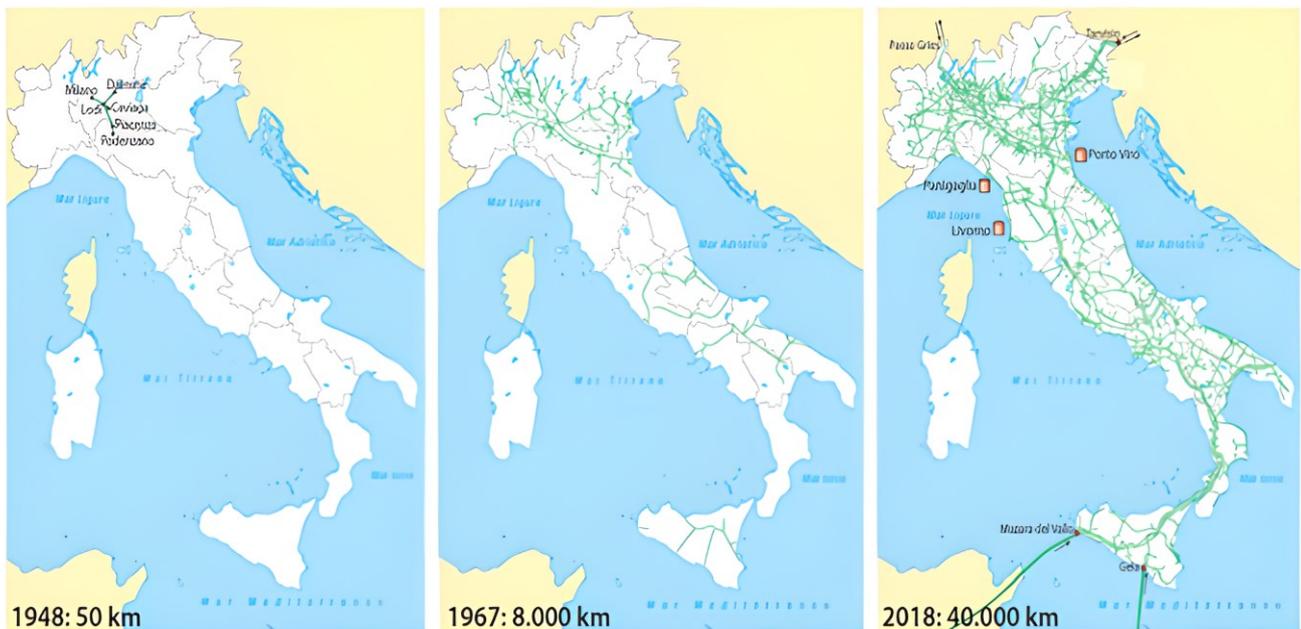


Figura 1.1 - Crescita della rete italiana del gas: 1948-1967-2018.⁵

1.2 Il gas naturale nel panorama energetico italiano

La rilevanza del gas emerge in maniera evidente osservando l'evoluzione della domanda mondiale di fonti energetiche nel periodo 1965-2020, che mostra una crescita percentuale nel suo impiego pari ad oltre il 500%. Tale misura è molto superiore rispetto a quelle rilevate per le altre fonti fossili, che evidenziano un aumento di circa il 165%.

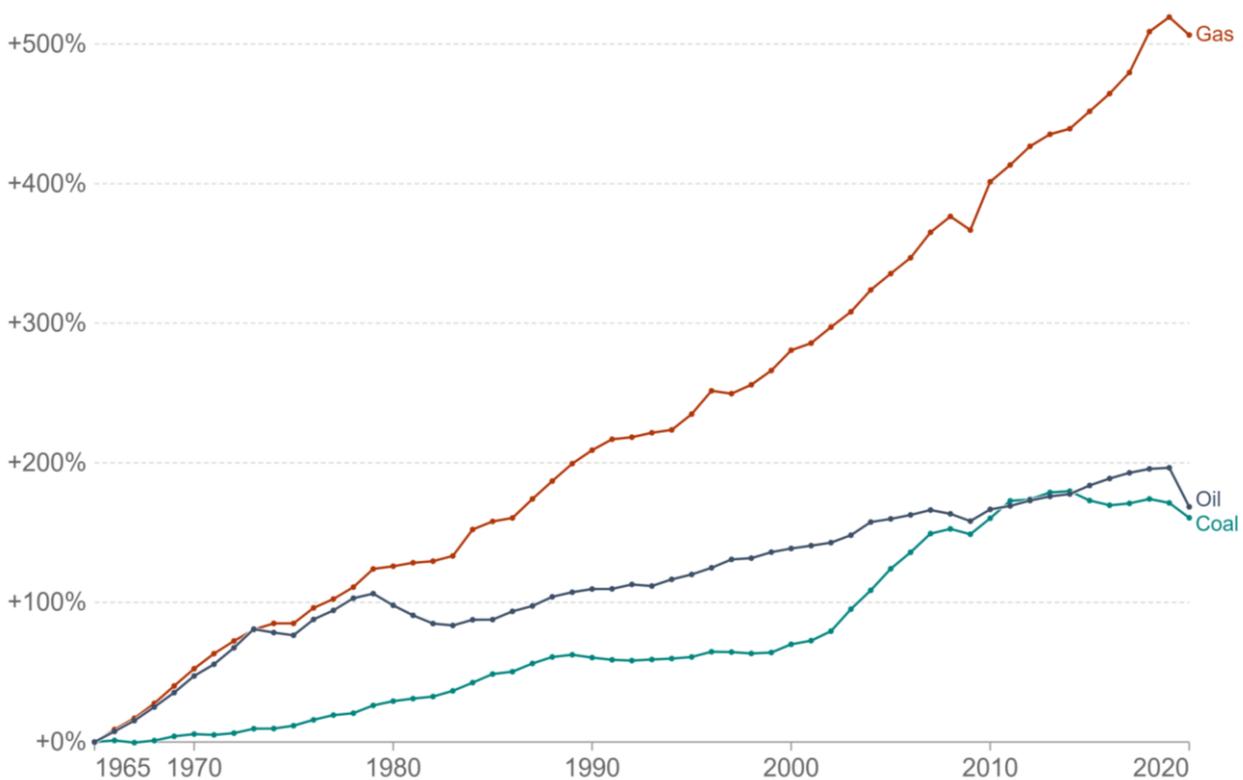


Figura 1.2 - Cambiamento nel consumo delle fonti fossili, 1965-2020.⁶

⁵ - Andreuzzi, A., Beccarello, M., 2019. Sistema gas naturale, transizione e competitività. *Confindustria.it*. Pag. 74.

La crescita significativa del consumo di gas trova riscontro anche nel panorama energetico italiano, dove il mix delle fonti primarie impiegate è notevolmente cambiato negli anni. Il peso del gas nel consumo energetico nazionale nel 1965 è dell'8.05%, pari a 74 TWh⁷, passando al 42.89% nel 2020, pari a circa 677 TWh, sostituendo progressivamente il petrolio ed il carbone che nello stesso periodo hanno registrato un notevole calo.

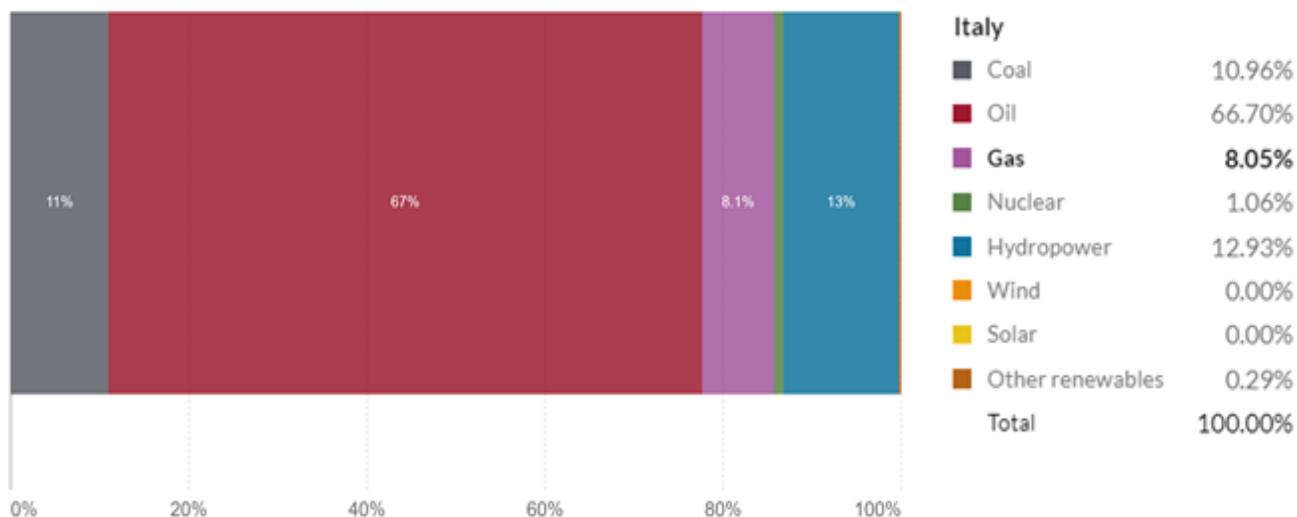


Figura 1.3 - Mix energetico in Italia, 1965.⁸

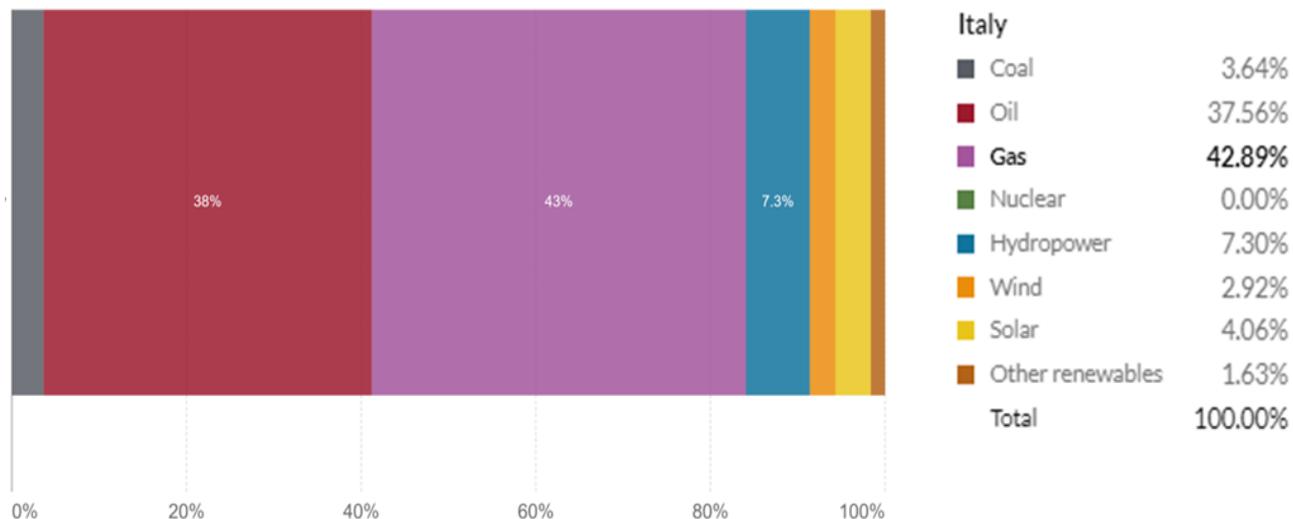


Figura 1.4 - Mix energetico in Italia, 2020.⁹

Il gas naturale ha mostrato negli anni un crescente interesse dal punto di vista economico a causa di diverse ragioni^{10 11}: in primo luogo le sue riserve risultano relativamente abbondanti. Per quanto riguarda l'impatto ambientale, il gas presenta la minor emissione di anidride carbonica tra le fonti

⁶ - OurWorldInData.org, Fossil fuel consumption 1965-2020.

⁷ - Terawattora, ovvero 10¹² wattora, che corrisponde all'energia rilasciata da una potenza elettrica di 1 watt per 1 ora.

⁸ - OurWorldInData.org, Italian energy mix 1965.

⁹ - OurWorldInData.org, Italian energy mix 2020.

¹⁰ - Ecoage.com. Gli impieghi del gas naturale.

¹¹ - EniScuola.net, 2011. Gas naturale. Pag. 6-9.

fossili note. Infine, il gas si presta ad essere una fonte energetica notevolmente versatile, il cui utilizzo ricopre principalmente cinque aree:

- Uso domestico: il gas è impiegato nelle abitazioni per i sistemi di riscaldamento, refrigerazione, cottura e produzione di acqua calda sanitaria;
- Uso industriale: il gas è sfruttato per numerosi processi produttivi nel settore metallurgico, orafa, alimentare, cartario, tessile, del vetro, laterizio e ceramico;
- Uso per commercio e servizi: similmente al consumo domestico, il gas è utilizzato per il riscaldamento, la refrigerazione e la produzione di acqua calda sanitaria negli edifici commerciali o nei servizi;
- Generazione di energia elettrica: il gas è impiegato come combustibile nelle centrali a turbogas normali, a ciclo combinato o a vapore;
- Carburante per il trasporto: il gas naturale può essere impiegato come carburante per autoveicoli e autocarri;

Il grafico seguente descrive la dinamica dei consumi di tale fonte energetica in Italia suddivisi per tipologia d'impiego, dal 1998 al 2020. Si noti come negli anni il consumo prevalente sia quello dedicato alla generazione di energia elettrica e calore, seguito dal consumo domestico.

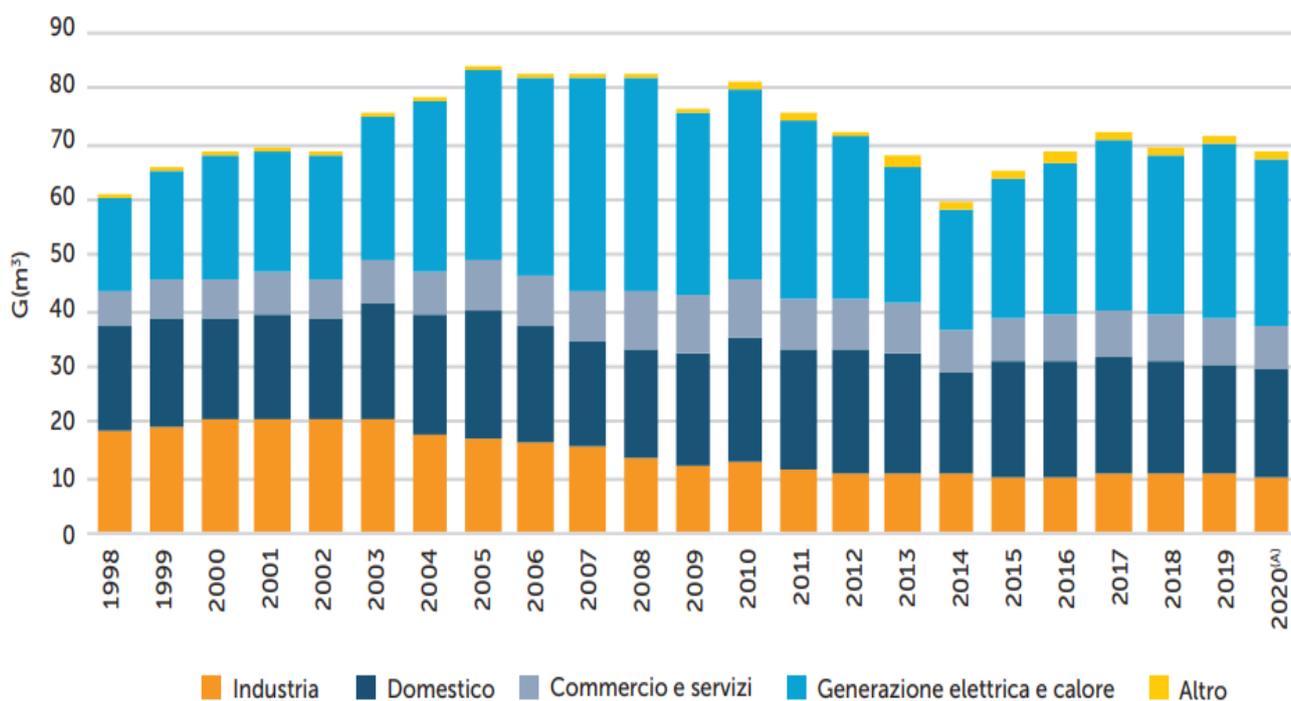


Figura 1.5 - Consumo di gas in Italia per tipologia d'impiego, 1998-2020.¹²

In merito alla produzione di energia elettrica tramite fonti primarie, l'Italia predilige l'impiego di gas rispetto alle altre singole fonti: infatti secondo i dati del 2019 del *Gestore dei Servizi Energetici*

¹² - ARERA.it, 2021. Relazione annuale sullo stato dei servizi 2020. Pag. 208.

(GSE)¹³ l'energia elettrica deriva per il 43.2% dal gas naturale, per il 7.9% dal carbone e per lo 0.5% dal petrolio, mentre il restante 41.7% viene assolto dall'insieme delle fonti rinnovabili.

In relazione allo scenario europeo, la media UE dell'impiego di gas nella produzione di energia elettrica nel 2020 si attesta invece al 23.4%¹⁴.

In generale la domanda di fonti di energia primaria, ovvero delle risorse naturali da cui è possibile ricavare un prodotto energetico, è considerevolmente dinamica alternando periodi di crescita a fasi di flessione. Essa, infatti, risulta strettamente influenzata dalle seguenti tre variabili¹⁵:

- PIL;
- Produzione industriale;
- Condizioni climatiche;

Con riferimento all'ultimo ventennio, la correlazione rispetto a questi fattori trova riscontro nel calo dei consumi di materia prima energetica contestualmente alla crisi del 2008, a cui è seguita a partire dal 2014 una fase di ripresa e stabilizzazione. Tale tendenza si inverte poi nel 2020 a causa della pandemia da Covid-19, segnando un calo annuo pari al 9.5%. Tuttavia, già dall'anno successivo si verifica un allentamento delle restrizioni sanitarie ed una rapida ripresa delle principali attività economiche. Di conseguenza, secondo le stime elaborate dall'*Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile (ENEA)*¹⁶ nel 2021 i consumi di energia primaria segnano un notevole rimbalzo con una crescita di oltre l'8%, tuttavia insufficiente per compensare appieno la discesa registrata nell'anno precedente, a causa del non totale recupero dei livelli di traffico stradale e aereo registrati nel periodo pre-Covid.

L'attuale invasione dell'Ucraina da parte della Russia e le importanti dinamiche inflative oggi in atto portano a prevedere uno scenario di flessione economica; ciò potrà determinare rilevanti impatti negativi sui PIL di tutti i Paesi europei, accompagnati dalla conseguente ricaduta sulla domanda di energia. Tuttavia, in uno scenario in continua evoluzione, l'effettiva portata economica derivante dal conflitto sarà quantificabile solo nel corso dei prossimi mesi: ad oggi le stime elaborate dal Centro Studi di Confindustria¹⁷, se si ipotizza uno scenario di attenuamento della guerra a partire da luglio 2022, di assestamento dei prezzi dell'energia e di una situazione pandemica stabile, indicano per il PIL italiano del 2022 un calo pari al 2.2% rispetto al valore precedentemente stimato, attestandosi così all'1.9%. Di conseguenza, se tali dati verranno confermati, il fabbisogno di energia sarà minore rispetto a quanto previsto precedentemente allo scoppio del conflitto.

¹³ - GSE.it, 2021. Fuel mix: determinazione del mix energetico per gli anni 2019-2020.

¹⁴ - Eurostat, 2022. Energy statistics - an overview.

¹⁵ - Baldissara, B., Graceveva, F., 2022. Tendenze e peculiarità del sistema energetico italiano. *Rienergia.staffettaonline.com*.

¹⁶ - ENEA, 2022. Analisi ENEA, forte rimbalzo dei consumi nel 2021 (+8%), ma segnali di rallentamento nel 2022.

¹⁷ - Fontana, A., 2022. L'economia italiana alla prova del conflitto in Ucraina. *Centro Studi Confindustria*.

1.3 La filiera del gas

Con il termine *filiera del gas* si fa riferimento all'insieme delle fasi che costituiscono il ciclo che parte dall'approvvigionamento del gas tramite produzione o importazione, passa per le infrastrutture impegnate nei processi di trasporto, stoccaggio e dispacciamento, e termina con l'attività di distribuzione e commercializzazione all'utente finale.

La filiera può essere suddivisa in tre aree¹⁸:

- *Upstream*, a cui appartengono le fasi di produzione e/o importazione;
- *Midstream*, con cui ci si riferisce alle attività di trasporto, stoccaggio e dispacciamento;
- *Downstream*, con cui si indicano le fasi di distribuzione e commercializzazione;

Di seguito si riporta l'analisi delle varie fasi della filiera rispetto al contesto economico italiano.

1.3.1 Approvvigionamento

L'approvvigionamento è l'insieme delle attività volte a reperire la materia prima necessaria al soddisfacimento del fabbisogno energetico. Questa procedura può avvenire attraverso due modalità: tramite la produzione interna, ovvero l'estrazione dal sottosuolo, o tramite l'importazione dall'estero.

In merito alla produzione interna, secondo i dati forniti dal *Ministero della Transizione Ecologica* (MITE)¹⁹ nel 1990 in Italia venivano estratti circa 17 miliardi di m³ di gas naturale l'anno, ma questa cifra è andata sempre più riducendosi rendendo il Paese un importatore netto particolarmente esposto alle dipendenze dall'estero. Nel 2021 infatti solo il 4.6% del gas consumato è stato estratto in Italia, pari a 3,34 miliardi di m³, rispetto ad un fabbisogno di circa 76,1 miliardi di m³.

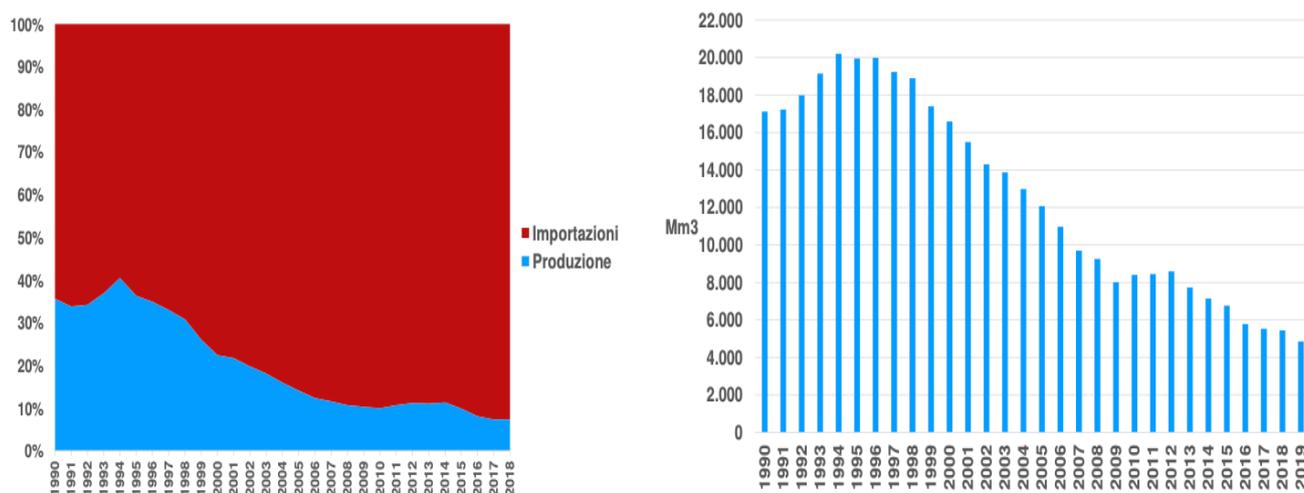


Figura 1.6 - Evoluzione della produzione ed importazione di gas in Italia 1990 - 2019.²⁰

¹⁸ - Matte, B., 2021. Upstream, Midstream and Downstream. *Stauff.com*.

¹⁹ - Ministero della Transizione Ecologica, 2021. Importazioni di gas naturale.

²⁰ - Elaborazione di Amici della Terra su dati Eurostat e MISE, 2020.

Dai dati contenuti nel *Piano per la transizione energetica sostenibile delle aree idonee* (PITESAI) redatto dal Ministero dello Sviluppo economico (MISE), in Italia nel 2021 vi sono 1298 pozzi produttivi sia terrestri che marini, di cui 514 classificati come *eroganti* e dunque utilizzati per le estrazioni, 752 classificati come *non eroganti* ovvero non attivi, ed infine 32 sono pozzi di controllo e manutenzione. Le prime tre Regioni per numero di giacimenti eroganti risultano l'Emilia-Romagna con 187 installazioni, a cui seguono Toscana con 45 e Sicilia con 44.

Secondo il MITE le riserve stimate di gas naturale in Italia al 31 dicembre 2021 ammontano a 111 miliardi di m³. Tuttavia, nella recente situazione di crisi energetica in cui il Governo sta cercando di aumentare il proprio grado di indipendenza dalle forniture di gas russo, il loro utilizzo presenta principalmente tre problematiche²¹:

- Impossibilità di rendere disponibili tali volumi in tempi brevi;
- Il quantitativo potrebbe soddisfare il fabbisogno nazionale per solo un anno e mezzo circa, dunque l'eventuale impiego delle riserve non si configurerebbe come una soluzione di lungo periodo;
- Assenza di garanzia di un reale vantaggio economico per il consumatore, in quanto il gas estratto sul suolo nazionale sarebbe scambiato nei mercati come prodotto fungibile, ad un prezzo stabilito dal solo rapporto tra domanda ed offerta;

La produzione di gas in Italia si presenta come un settore estremamente concentrato, in quanto gli elevati costi fissi da sostenere per il processo estrattivo costituiscono un'importante barriera all'entrata: secondo i dati disponibili dall'ultima *Relazione annuale sullo stato dei servizi* redatta dall'*Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente* (ARERA), nel 2020 i tre principali produttori di gas risultano Eni, che possiede la maggiore quota di mercato (71.6%), a cui seguono con forte distacco Royal Dutch Shell (16.1%) e Edison (7.5%).

Per calcolare il grado di concentrazione di un settore economico è possibile ricorrere all'uso dell'*Herfindahl-Hirschman Index* (indice HHI)²²: esso viene calcolato come somma dei valori al quadrato delle quote di mercato di ciascuna impresa operante nel settore preso in esame, e può assumere valori compresi tra 0 e 10.000, che corrispondono rispettivamente ad una situazione di concorrenza perfetta e di monopolio. Valori inferiori a 1000 sono comunemente considerati come rappresentativi di un mercato concorrenziale, valori superiori a 2000 sono considerati indicativi di una dinamica concorrenziale critica, mentre valori compresi tra 1000 e 2000 evidenziano contesti che necessitano di essere valutati con ulteriori dati.

Relativamente alla fase di produzione del gas, si osserva un indice HHI pari a 6973.40 che è

²¹ - Mastandrea, M., 2022. No, il Pitesai non pregiudica la nostra indipendenza energetica. *Ohga.it*.

²² - Cabral, L., M., B., 2017. Introduction to Industrial organization. Seconda edizione. Cambridge: The MIT Press. Paragrafo 6.3.

rappresentativo di un elevato grado di concentrazione.

Per quanto concerne le importazioni, esse si basano sulla stipulazione di contratti di fornitura tra le società importatrici e le società estere proprietarie dei giacimenti, che spesso sono espressione degli stessi Stati produttori. Secondo i dati del MITE²³ nel 2021, in linea con le proporzioni degli anni recenti, l'Italia presenta come principali partner commerciali Russia (38.2%), Algeria (27.8%), Azerbaijan (9.5%), Qatar (9.5%), Libia (4.2%) Norvegia e Olanda (2.9% complessivo). In Italia nel 2020 le società che hanno importato le quote maggiori di gas naturale risultano Eni (47.6%), Edison (17.4%), Enel (11.1%) e Royal Dutch Shell (6.0%).

Generalmente i contratti di fornitura di gas presentano una durata che va dai venti ai trent'anni, e contengono particolari clausole dette *take-or-pay*²⁴ in virtù delle quali l'acquirente è obbligato a pagare al fornitore una quantità minima annuale di gas, denominata *annual minimum quantity* (AMQ), indipendentemente dal fatto che ne avvenga effettivamente il ritiro; l'acquirente ottiene la facoltà di prelevare nei successivi anni contrattuali il gas pagato ma non prelevato, ad un prezzo che tiene conto di quanto già corrisposto. Questa tipologia di contratto ha lo scopo di garantire ai produttore un livello minimo di ricavi, e trova la sua giustificazione nel fatto che gli operatori devono investire ingenti somme di capitale per realizzare le infrastrutture di estrazione e trasporto del gas²⁵.

I contratti *take-or-pay* si pongono tuttavia come un ostacolo allo sviluppo della concorrenza del lato *upstream* della filiera, in quanto avendo una durata pluridecennale costituiscono un'importante barriera all'entrata per la partecipazione di nuovi produttori nel settore e favoriscono l'affermarsi di oligopoli. Inoltre, nell'attuale scenario determinato dalla guerra in Ucraina, tale clausola si contrappone al piano emanato dall'Unione europea *REPowerEU*²⁶, con cui viene manifestata la volontà di assumere una posizione di indipendenza dall'approvvigionamento di combustibili fossili dalla Russia. Infatti indicativamente il 60% dei contratti attivi con la Russia, il cui fornitore di gas è la multinazionale Gazprom, ha validità fino al 2028, mentre un altro 20% circa sarà in essere fino al 2035: un eventuale embargo alle importazioni significherebbe sostenere una doppia spesa, quella per il gas non ritirato ma sottoposto al vincolo della clausola *take-or-pay*, e quella per il gas approvvigionato da un fornitore alternativo.

L'Italia è il Paese che a livello europeo presenta il numero maggiore di rotte di approvvigionamento

²³ - Ministero della Transizione Ecologica, 2021. Importazioni di gas naturale.

²⁴ - Letteralmente "prendi oppure paga".

²⁵ - Franza, L., 2015. Contratti di importazione del gas in Europa: evoluzione dei meccanismi di pricing. *Energia, rivista trimestrale sui problemi dell'energia* n.2/2015. Pag. 38-39.

²⁶ - European Commission, 2022. REPowerEU: A plan to rapidly reduce dependence on Russian fossil fuels and fast forward the green transition.

di gas. Per le importazioni mediante gasdotto la rete nazionale risulta collegata con l'estero tramite in tutto sei²⁷ cosiddetti *Punti di Entrata* (PdE):

- Tarvisio e Gorizia, dove tramite il TAG (*Trans Austria Gasleitung*) giunge il gas russo;
- Passo Gries, dove tramite il gasdotto *Transitgas* giunge il gas olandese e norvegese;
- Mazara del Vallo, dove tramite il *TransMed* giunge il gas algerino;
- Gela, dove tramite il *Greenstream* giunge il gas libico;
- Melendugno, dove tramite il TAP (*Trans Adriatic Pipeline*) giunge il gas dall'Azerbaijan;

Nell'ultimo ventennio in Italia le importazioni di *gas naturale liquefatto* (GNL) sono state favorite dalla crescita della sua disponibilità a livello mondiale, trainata dall'incremento della capacità di rigassificazione con cui si intende la conversione del GNL dallo stato liquido a gassoso. Secondo i dati del MITE²⁸ nel 2020 il GNL, che proviene principalmente da Qatar (75.3%), Algeria (11.8%) e USA (6.1%), ha costituito il 19% delle importazioni nazionali di gas.

Nel Paese vi sono tre centri di rigassificazione, che si trovano a:

- Panigaglia, di proprietà di Snam;
- Cavarzere, di proprietà di Adriatic LNG;
- Livorno, di proprietà di OLT Offshore LNG Toscana;

In Italia la copertura del fabbisogno nazionale tramite la produzione interna e l'importazione dall'estero è soggetta ad apposita regolamentazione^{29 30}.

La produzione si esplica in due attività distinte: la ricerca, che si può svolgere con il possesso della specifica autorizzazione rilasciata tramite procedure concorsuali, e l'estrazione dai giacimenti, possibile grazie all'ottenimento di concessione. I titolari delle concessioni di estrazione inoltre sono tenuti a garantire l'allacciamento ai propri gasdotti per i soggetti che ne facciano richiesta con finalità di importazione, esportazione o trasporto.

In merito all'importazione di gas dall'estero, l'attività è libera ma subordinata all'ottenimento di un'autorizzazione rilasciata dal MISE, che va inoltre comunicata all'ARERA, all'*Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato* (AGCM), all'impresa di trasporto di maggiori dimensioni presente sul mercato nazionale ed infine all'agenzia delle Dogane competente. Per le importazioni dai Paesi extra-europei l'ottenimento di tale autorizzazione è condizionato dal possesso di requisiti soggettivi ed oggettivi, mentre per le importazioni provenienti da Paese UE è sufficiente una semplice richiesta al MISE. La disciplina delinea un regime di favore per l'ottenimento dell'autorizzazione all'attività di importazione, in quanto esso è basato sul meccanismo del *silenzio-*

²⁷ - Gerebizza, E., 2022. Di chi sono i gasdotti e quale ruolo giocano Eni e Snam. *Altreconomia.it*.

²⁸ - Ministero della Transizione Ecologica, 2021. La situazione energetica nazionale nel 2020. Pag. 31-32.

²⁹ - Piron, F., Sogari, T., 2014. Gas. Disciplina pubblicistica. *Treccani.it*.

³⁰ - Fantini, M., 2017. La liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica e del gas naturale: il caso italiano nel panorama europeo. *Apertacontrada.it*.

assenso: l'attività risulta autorizzata a meno che il disaccordo, il quale deve essere fondato su ragioni obiettive e non discriminatorie, non venga presentato entro tre mesi dalla data della richiesta.

1.3.2 Trasporto

Passando al lato midstream, il trasporto si configura come la movimentazione del gas naturale sino alla rete a bassa pressione in corrispondenza dei cosiddetti *Punti di Consegna* (PdC), da cui tramite la fase di distribuzione il gas giunge in seguito ai centri di utenza finale. Il trasporto può prendere avvio dagli impianti di estrazione presenti sul territorio nazionale, dai siti di stoccaggio o dalle reti di gasdotti provenienti dai Paesi esportatori, che sono interconnesse alla rete nazionale tramite i *Punti di Entrata* (PdE).

In Italia il trasporto del gas si svolge attraverso 35.103 km di gasdotti, suddivisi tra rete nazionale ad alta pressione, detta anche rete primaria, a cui si allaccia la rete regionale a medio-bassa pressione, detta rete secondaria³¹.

Il trasporto attraverso gasdotto, a causa degli ingenti investimenti da sostenere per la realizzazione delle infrastrutture, risulta una delle fasi più critiche della filiera presentando le caratteristiche proprie del monopolio naturale. Le imprese che gestiscono la rete di trasporto nazionale e regionale sono nove: l'impresa dominante risulta Snam, che possiede il 93.8% delle reti totali. Il secondo operatore è Società Gasdotti Italia, che complessivamente gestisce il 4.8% delle reti, mentre la società Retragas è la terza con una quota pari all'1.2%. L'indice HHI di tale fase della filiera è pari a 8764,20 ed è dunque rappresentativo di un elevato grado di concentrazione.

Quando le distanze non rendono tecnicamente possibile o economicamente conveniente il collegamento diretto via gasdotto, è possibile adottare due differenti modalità di trasporto: tramite refrigerazione il gas si può convertire allo stato liquido, assumendo così il nome di *gas naturale liquefatto* (GNL), che viene poi trasportato via mare tramite apposite navi cisterna fino alle infrastrutture deputate alla sua riconversione alla forma gassosa.

In alternativa, un'ulteriore modalità di trasporto è quella del *gas naturale compresso* (CNG), secondo cui il gas viene movimentato su strada tramite cisterne o bombole dove può essere immagazzinato ad una pressione maggiore di quella ottenibile tramite il trasporto via gasdotto.

A livello normativo^{32 33} l'attività di trasporto è definita di interesse pubblico e le imprese che la svolgono sono tenute obbligatoriamente ad allacciare alla propria rete i soggetti che ne facciano richiesta, dietro il corrispettivo di una tariffa; i richiedenti devono tuttavia dimostrare di disporre di

³¹ - ARERA.it, 2021. Relazione annuale sullo stato dei servizi 2020. Pag. 219-220.

³² - Piron, F., Sogari, T., 2014. Gas. Disciplina pubblicistica. *Treccani.it*.

³³ - Dorigoni, S., Portatadino, S., 2007. Il trasporto del gas naturale in Italia. L'analisi delle tariffe. *AmbienteDiritto.it*.

un'adeguata capacità di trasporto e che le opere necessarie all'allacciamento alla rete risultino fattibili dal punto di vista tecnico ed economico. Tale principio secondo cui l'operatore di un'infrastruttura deve consentire l'accesso all'impianto a tutti i richiedenti e a parità di condizioni, prende il nome di *third-party access*³⁴: esso è finalizzato a favorire un maggiore grado di concorrenza, consentendo la partecipazione di più soggetti all'interno del settore.

L'ARERA vigila su tale fase della filiera in modo di garantire la libertà di accesso e la neutralità del servizio, e inoltre stabilisce le relative tariffe di trasporto: a tal proposito in Italia si è deciso di adottare il modello di tipo *entry-exit*, in base al quale la tariffa viene determinata dalla somma tra la quota d'ingresso specifica per ogni *Punto di Entrata* (PdE), e la quota d'uscita specifica per ogni *Punto di Consegna* (PdC). Il valore della tariffa deve permettere quanto meno alla società di trasporto la copertura dei costi marginali di medio periodo necessari a movimentare il gas lungo lo specifico tragitto.

1.3.3 Dispacciamento

Con dispacciamento si intende il monitoraggio dei flussi di gas presenti a sistema da parte dei gestori del trasporto, finalizzato a garantire l'equilibrio tra domanda ed offerta dello stesso e a rendere disponibili le quantità di gas necessarie in modo costante e in ogni punto della rete. Tale attività è possibile tramite una sofisticata struttura di telecontrollo dei dati con cui vengono rilevati i valori di portata, pressione e temperatura lungo le linee di gasdotti. Il più grande centro di dispacciamento italiano nonché europeo si trova a San Donato Milanese (MI) ed appartiene a Snam³⁵.

Nell'ambito del dispacciamento rientra il bilanciamento, ossia l'attività volta a mantenere l'equilibrio tra le immissioni e i prelievi nella rete nel corso dell'intero *giorno-gas*, definito come il periodo di 24 ore consecutive con inizio alle ore 6.00 di ogni giorno e terminante alla stessa ora del giorno successivo³⁶. Il bilanciamento è considerato³⁷ come un servizio obbligatorio reso dai trasportatori nei confronti dei venditori, in quanto consente a quest'ultimi di rispettare i doveri contrattuali verso propri clienti, ossia i consumatori finali.

Gli operatori energetici cercano di realizzare stime sui consumi futuri basandosi sullo storico della fornitura, sulle condizioni atmosferiche e sul fatto che si tratti di un giorno festivo o feriale, con l'obiettivo di assicurare costantemente la miglior corrispondenza tra domanda e offerta di gas: il bilanciamento dunque incentiva gli utenti ad operare in maniera efficiente in termini di prelievi ed immissioni ed implica la competizione tra tutte le risorse disponibili quali lo stoccaggio,

³⁴ Letteralmente "accesso di terze parti".

³⁵ - Snam.it. Il centro di dispacciamento.

³⁶ - ARERA. Glossario. Pag. 2.

³⁷ - ARERA.it. Bilanciamento del gas naturale.

l'importazione e la rigassificazione del GNL.

Prima del 2011 il bilanciamento presentava una struttura detta *amministrata*, ossia basata sul semplice pagamento di una penale fissa in caso di incongruenza tra i quantitativi di gas prelevati e immessi. Con l'introduzione nel 2011 delle norme costituenti il cosiddetto *Terzo Pacchetto Energia*, il bilanciamento è passato ad un sistema definito *di mercato*: gli utenti che immettono o prelevano in modo sbilanciato non devono più pagare una quota fissa, bensì devono vendere o comprare il differenziale tra i due valori basandosi sul prezzo *spot* che riflette la quotazione del gas nel breve termine. Le richieste di modulazione degli operatori sono regolate tramite la piattaforma elettronica PB-GAS attraverso cui Snam, in qualità di impresa di trasporto di maggiori dimensioni, si occupa di acquistare o vendere i volumi di sbilanciamento.

1.3.4 Stoccaggio

Per stoccaggio si intende il deposito, generalmente in corrispondenza di giacimenti esausti, del gas naturale eccedente i consumi, con lo scopo di posticiparne l'utilizzo nei periodi di alto fabbisogno compensando le variazioni giornaliere o stagionali della domanda. Diversamente dall'approvvigionamento, che ha un flusso sostanzialmente costante durante tutto l'anno, lo stoccaggio presenta una propria ciclicità: nella stagione estiva avviene l'*iniezione* di gas, ovvero i depositi vengono riempiti, mentre durante i mesi invernali si ha l'*erogazione*, ovvero il gas stoccato viene immesso nella rete di trasporto per garantirne la disponibilità al consumo. In Italia i siti di stoccaggio vengono gestiti da operatori privati e sono regolati a livello normativo: tramite procedure concorsuali il MISE ripartisce la capacità complessiva di stoccaggio nazionale, che ammonta a circa 17 miliardi di m³, tra quindici concessioni di gestione. Le concessioni presentano una durata non superiore ai vent'anni e sono rilasciate da parte del MISE ai soggetti richiedenti, purché dotati di adeguata capacità tecnica, economica ed organizzativa.

La fase dello stoccaggio si presenta molto concentrata, come si evince dal fatto che delle quindici concessioni esistenti, dieci sono possedute dalla sola Snam attraverso la sua controllata Stogit; due sono di Edson e le rimanenti appartengono a Geogastock e ad Italgas Storage³⁸.

TITOLO	TITOLARI	ZONA	AREA (km ²)
Alfonsine stoccaggio	Stogit (100%)	Emilia-Romagna	85,88
Bordolano stoccaggio	Stogit (100%)	Lombardia	62,97
Brugherio stoccaggio	Stogit (100%)	Lombardia	57,85
Cellino stoccaggio	Edison (100%)	Abruzzo	30,379
Collalto stoccaggio	Edison (100%)	Veneto	88,95
Cornegliano stoccaggio	Italgas storage (100%)	Lombardia	24,23

³⁸ - Ministero dello sviluppo economico. Gas naturale - Stoccaggio.

Cortemaggiore stoccaggio	Stogit (100%)	Emilia-Romagna	81,61
Cugno le Macine stoccaggio	Geogastock (100%)	Basilicata	48,16
Fiume Treste stoccaggio	Stogit (100%)	Abruzzo	76,79
Minerbio stoccaggio	Stogit (100%)	Emilia-Romagna	68,61
Ripalta stoccaggio	Stogit (100%)	Lombardia	62,96
Sabbioncello stoccaggio	Stogit (100%)	Emilia-Romagna	100,15
San Potito e Cotignola stoccaggio	Edison (90%) Blugas infrastrutture (10%)	Emilia-Romagna	51,76
Sergnano stoccaggio	Stogit (100%)	Lombardia	42,31
Settala stoccaggio	Stogit (100%)	Lombardia	50,73

Figura 1.7 - Concessioni di stoccaggio di gas naturale in Italia 2022.³⁹

Le tariffe per lo stoccaggio sono stabilite da ARERA, che ha l'obbligo di definirle in modo tale da assicurare una congrua remunerazione del capitale investito.

L'intera quantità di stoccaggio può essere classificata in due parti, *commerciale* e *strategica*: quest'ultima, pari ad una quota di 4,6 miliardi di m³, corrisponde alle riserve di gas mantenute nei giacimenti che possono essere utilizzate solo su decisione del MISE in risposta alle situazioni di emergenza energetica nazionale; nello specifico il *Piano di emergenza del sistema italiano del gas naturale* emanato nel 2020 dal MISE definisce tre possibili livelli di criticità:

- *Preallarme*: si attiva qualora si tema il verificarsi di un evento che potrebbe ridurre le importazioni di gas, quali fenomeni climatici estremi o, come attualmente, una guerra in corso;
- *Allarme*: si attiva qualora si verifichi l'interruzione della disponibilità di gas e/o in caso di eventi climatici sfavorevoli di eccezionale intensità;
- *Emergenza*: si attiva qualora il quantitativo di gas sia insufficiente a soddisfare la domanda nazionale;

Per i primi due è prevista la sola attivazione di un monitoraggio costante; per il terzo scattano misure straordinarie che prevedono l'utilizzo dello stoccaggio strategico e limiti o interruzioni all'impiego del gas per gli utenti. L'invasione dell'Ucraina da parte della Russia ha portato il Governo italiano a dichiarare in data 26 febbraio 2022 lo stato di preallarme del sistema⁴⁰, e a fine giugno tale livello potrebbe essere innalzato allo stato di allarme⁴¹.

Inoltre, la Commissione europea ha presentato il 23 marzo 2022 la proposta legislativa 2022/0090

³⁹ - Ibidem

⁴⁰ - Ministero per la Transizione Ecologica, 2022. Il MITE dichiara lo stato di preallarme.

⁴¹ - Picchio, G., 2022. Gas, domani riunione comitato emergenza. *Staffetta Quotidiana*, 20/06/2022.

in risposta all'elevato grado di incertezza riguardo le future forniture di gas da parte della Russia: secondo tale proposta gli Stati membri dovranno garantire che i depositi di stoccaggio di gas siano riempiti almeno fino all'80% della capacità entro il primo novembre 2022, mentre per gli anni successivi l'obiettivo di riempimento sarà del 90%. L'accordo provvisorio prevede che gli Stati membri possano raggiungere l'obiettivo di riempimento contando anche sulle scorte di GNL, e proprio a tal fine a giugno 2022 Snam ha avviato la procedura d'acquisto della nave di stoccaggio e rigassificazione *Golar Tundra*, attraverso un'operazione dal valore di circa 330 milioni di euro: tale mezzo può soddisfare circa il 6.5% del fabbisogno nazionale di gas, portando la capacità di rigassificazione italiana ad oltre il 25% della domanda⁴². In merito al riempimento degli stoccaggi di gas in Italia, in data 20 giugno 2022 il valore ammonta al 55.8% della capacità disponibile⁴³.

L'obiettivo di riempimento è compromesso dalla forte ascesa dei prezzi del gas a cui si è assistito tra il 2021 ed il 2022, trattata nella terza parte dell'elaborato: tale dinamica infatti comporta un disincentivo ad effettuare acquisti di gas in quanto, se i prezzi *forward* risultano minori degli elevati prezzi *spot*, gli operatori al momento della futura vendita potrebbero andare incontro ad una perdita, ed al contempo prezzi così alti comportano un onere maggiore per l'immobilizzazione del gas. In tale frangente, nei primi mesi del 2022 quasi tutte le aste organizzate dall'ARERA per l'acquisto delle quote dedicate allo stoccaggio di gas sono andate deserte, spingendo il Governo ad introdurre meccanismi basati su prezzi di riserva nulli per l'allocazione della capacità, ad azzerare i costi logistici e ad organizzare le aste con cadenza settimanale⁴⁴. Un'ulteriore soluzione potrebbe essere quella di permettere che le aste si possano chiudere a prezzi negativi, al fine di far emergere il costo opportunità degli operatori impegnati in tale fase della filiera⁴⁵.

1.3.5 Distribuzione

Passando al lato downstream, l'articolo 2 del Decreto 164/00 definisce come distribuzione il "trasporto di gas naturale attraverso reti di gasdotti locali per la consegna ai clienti". In Italia vi sono circa 265.920 chilometri di tubature di distribuzione di piccolo diametro che, allacciandosi alla rete nazionale e regionale in corrispondenza dei *Punti di Consegna*, garantiscono la fornitura del gas al contatore di industrie e abitazioni. La rete di distribuzione si dirama per il 57.8% al Nord, per il 22.8% al Centro e per il restante 19.4% al Sud⁴⁶.

Il distributore non ha come cliente l'utente domestico o industriale, bensì il venditore di gas: il compito del distributore si conclude infatti garantendo il trasporto del gas attraverso le reti locali a

⁴² - Snam.it, 2022. Snam acquista da Golar LNG un rigassificatore galleggiante da 5 miliardi di metri cubi per 350 milioni di dollari.

⁴³ - Aggregated Storage Inventory (AGSI).

⁴⁴ - ARERA, Deliberazione 8 aprile 2022 165/2022/r/gas.

⁴⁵ - Stagnaro, C., 2022. Premi e sanzioni per favorire lo stoccaggio del gas naturale. *Lavoce.info*.

⁴⁶ - ARERA.it, 2021. Relazione annuale sullo stato dei servizi 2020. Pag. 227-241.

bassa pressione, di cui è tenuto ad assicurarne realizzazione, conduzione e manutenzione, e ad offrire il servizio in maniera neutrale e non discriminante alle imprese di vendita e ai grossisti che ne facciano richiesta, rispettando il già citato principio del *third-part access*.

Viene inoltre richiesto il rispetto di quanto espresso dal *Codice di rete del gas (CRDG)*⁴⁷: esso è lo strumento contrattuale con cui vengono regolati i rapporti tra le imprese che gestiscono gli impianti di distribuzione e le imprese di vendita o i grossisti che utilizzano l'impianto medesimo. Le imprese necessitano obbligatoriamente di sottoscrivere il codice tipo, o in alternativa possono dotarsi di un codice personalizzato.

Dall'ultima *Relazione annuale sullo stato dei servizi* redatta da ARERA, nel 2020 le imprese impegnate nella distribuzione del gas ammontano a 194, erogando il servizio a circa 24 milioni di utenze. Diversamente da quanto accade nei segmenti più a monte della filiera, nessun operatore detiene una posizione marcatamente dominante: il maggior distributore con il 27.8% dei volumi movimentati di gas risulta infatti la consociata di Snam Italgas, mentre 2i Rete Gas è secondo in classifica con il 18.8%. I primi sei attori se aggregati coprono circa tre quarti dei volumi distribuiti, ed i restanti 188 soggetti ne soddisfano il 25%.

GRUPPO	VOLUMI	QUOTA	POSIZIONE NEL 2019
Italgas	8.329	27,8%	1°
2i Rete Gas	5.650	18,8%	2°
A2A	2.614	8,7%	4°
Hera	2.508	8,4%	3°
Ascoplave	1.438	4,8%	6°
Iren	1.300	4,3%	5°
Estra	672	2,2%	7°
Acsm-Agam	597	2,0%	8°
Eg Holding	409	1,4%	9°
Agsm Verona	323	1,1%	10°
Dolomiti Energia	292	1,0%	12°
Gruppo Enercom	287	1,0%	11°
Edison	249	0,8%	13°
AIM Vicenza	245	0,8%	16°
Almag	244	0,8%	14°
Gas Rimini	229	0,8%	15°
Sime Crema	229	0,8%	17°
Gas Plus	216	0,7%	18°
Gruppo Amga Legnano	184	0,6%	19°
Brimasco	171	0,6%	20°
Altri	3.808	12,7%	-
TOTALE	29.993	100,0%	-

Figura 1.8 – Primi venti gruppi operanti nella distribuzione di gas naturale nel 2020

(volumi di gas naturale distribuito in Mm^3).⁴⁸

⁴⁷ - ARERA.it. Codice di Rete per il servizio di distribuzione gas - CRDG.

⁴⁸ - ARERA.it, 2021. Relazione annuale sullo stato dei servizi 2020. Pag. 239.

Dal punto di vista normativo l'attività di distribuzione viene considerata come di pubblico servizio ed è affidata in regime di concessione tramite gara per un periodo non superiore ai dodici anni. Il Decreto 222/2007 prevede inoltre che le concessioni siano assegnate non più rispetto al singolo Comune, bensì a livello di *ambito territoriale minimo* (ATEM), ossia l'aggregazione sovracomunale di dimensioni tali da consentire la massimizzazione sia dell'efficienza che dell'economicità del servizio. Il Decreto Ministeriale 19 gennaio 2011 definisce un totale di 177 ATEM: si può dunque presumere che una volta entrata la disposizione completamente a regime, anche il numero di distributori operanti nel mercato sarà destinato a ridursi passando dai 194 registrati nel 2020 ad un numero massimo pari a quello degli ATEM, cifra che raggiungerà probabilmente un valore più basso in quanto non è da escludersi che i distributori di grandi dimensioni possano aggiudicarsi più di un ambito territoriale. Inoltre, agli Enti locali di competenza è lasciato il compito di svolgere l'attività di indirizzo, vigilanza, programmazione e controllo della distribuzione nel territorio che sovrintendono.

Relativamente ad ulteriori aspetti organizzativi, il Decreto Legislativo 164/00 ha previsto in tale fase della filiera la separazione societaria, detta *unbundling societario*, tra le attività di distribuzione e vendita di gas, che precedentemente risultavano per la maggior parte dei casi gestite da imprese verticalizzate lungo tutta la filiera. Infine, le tariffe per il servizio di distribuzione, misura e commercializzazione del gas sono determinate da parte dall'ARERA.

1.3.6 Vendita

La vendita si esplica come la congiunzione tra le fasi a monte della filiera ed il consumatore attraverso la commercializzazione all'ingrosso e al dettaglio del gas. Il venditore acquista il gas all'ingrosso e lo rivende pagando al gestore della rete di distribuzione una tariffa per l'utilizzo delle infrastrutture; inoltre si occupa di tutte le operazioni commerciali, pubblicitarie ed amministrative come la firma del contratto e l'invio delle bollette. Le imprese operanti nella fase di vendita sopportano il rischio delle oscillazioni del prezzo di acquisto, a fronte del pagamento di una determinata tariffa da parte dei consumatori finali.

Il numero di soggetti che nel 2020 hanno dichiarato⁴⁹ di svolgere l'attività di vendita di gas è pari a 759. Delle 612 società che hanno partecipato all'indagine svolta da ARERA, è emerso che 84 commercializzano esclusivamente all'ingrosso, 354 operano esclusivamente al dettaglio, mentre le restanti 115 operano in maniera duplice. Complessivamente il gas commercializzato nel mercato all'ingrosso e al dettaglio ha raggiunto un volume pari a 368,4 miliardi di m³, di cui il 49.2% è stato intermediato dai grossisti, il 4.8% dai venditori puri e il 46.0% dai venditori misti. Relativamente ai grossisti, i maggiori operatori risultano Eni (11.9%), Eni Trading & Shipping (9.0%) ed Engie

⁴⁹ - ARERA.it, 2021. Relazione annuale sullo stato dei servizi 2020.

Global Markets (9.0%). Invece, in merito ai venditori attivi nel mercato al dettaglio, i maggiori operatori risultano Edison Energia (10.3%), Eni Gas e Luce (9.3%), Eni (9.1%) ed Enel Energia (7.1%).

Dal punto di vista normativo^{50 51}, per lo svolgimento di questa attività è previsto un sistema di accreditamento da parte del MISE basato su criteri di adeguatezza dal punto di vista tecnico, economico e della sicurezza, oltre alla relativa iscrizione all'albo dei soggetti abilitati. Inoltre, le imprese impegnate nella vendita sono tenute ad agire per assicurare la completa affidabilità e continuità del servizio erogato.

A tutela della concorrenza sono stati imposti tramite il Decreto 164/00 i cosiddetti *tetti antitrust*, che impongono come limite alla quota di mercato detenibile dai soggetti operanti all'ingrosso la soglia massima del 40%, salvo eccezioni opportunamente regolate; l'obiettivo è quello di limitare possibili situazioni di abuso di posizione dominante o intese restrittive.

A partire dal 1° gennaio 2003 è avvenuto l'allargamento ad ogni tipologia di utente della definizione di *cliente idoneo*, con cui ci si riferisce alla persona fisica o giuridica a cui è concessa la capacità di stipulare contratti di fornitura con un produttore, distributore o grossista operante nel mercato libero, sia in Italia che all'estero; ciò si traduce nella possibilità per i consumatori finali di scegliere liberamente di rivolgersi al fornitore che offre le condizioni più convenienti.

⁵⁰ - Piron, F., Sogari, T., 2014. Gas. Disciplina pubblicistica. *Treccani.it*.

⁵¹ Fantini, M., 2017. La liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica e del gas naturale: il caso italiano nel panorama europeo. *Apertacontrada.it*.

Capitolo 2

LA LIBERALIZZAZIONE DEL MERCATO DEL GAS

2.1 Il percorso normativo europeo e nazionale

Negli ultimi venticinque anni la policy europea e nazionale si è fortemente concentrata nel favorire ed accelerare il processo di liberalizzazione del mercato del gas^{52 53 54 55}. La maggiore criticità si riscontra in particolare nella fase di trasporto dove tende ad emergere la presenza di un *incumbent*, in quanto la duplicazione delle infrastrutture dedicate alla veicolazione del gas non appare né economicamente né tecnicamente sostenibile.

Il regolatore sia comunitario che nazionale agiscono nel promuovere la concorrenza del mercato del gas secondo una duplice prospettiva: da un lato attraverso la regolamentazione in materia di requisiti di accesso al mercato, dall'altro operando sull'assetto delle imprese verticalizzate tramite quella che viene definita *vigilanza strutturale*, che consiste nel determinare le caratteristiche della struttura del mercato più idonee in termini di numero di imprese, quote di mercato e gestione del capitale, al fine di garantire tra gli operatori un adeguato grado di competizione privo di vincoli esogeni; ciò vuole favorire l'efficienza dal punto di vista produttivo e allocativo, la riduzione del prezzo in capo al consumatore finale ed il miglioramento del servizio offerto a quest'ultimo.

In Italia lo Stato ha mostrato un profondo cambiamento, ridimensionando la propria partecipazione diretta e assumendo un ruolo come regolatore che fissi vincoli e norme che le imprese devono rispettare, in ottica di garantire un quanto più elevato grado di competizione tra gli operatori.

Il processo di liberalizzazione del settore del gas naturale trova i propri capisaldi in tre documenti promulgati a livello europeo:

- *Atto Unico Europeo* (1986), volto a emendare il *Trattato di Roma*, rilanciando e completando la costruzione di un mercato libero interno all'Unione;
- *Comunicazione della Commissione sul Mercato Unico dell'energia* (1988), avente come fine quello di individuare i principali ostacoli alla realizzazione del Mercato Unico del gas e dell'elettricità;
- *Libro Bianco "Una politica energetica per l'Unione europea"* (1995), emanato per definire gli obiettivi concorrenziali, strategici ed ambientali per il mercato energetico europeo nel breve e medio periodo;

In questa prima fase di liberalizzazione il gas e l'energia elettrica vengono regolamentati

⁵² - Piron, F., Sogari, T., 2014. Gas. Disciplina pubblicistica. *Treccani.it*.

⁵³ - Fantini, M., 2017. La liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica e del gas naturale: il caso italiano nel panorama europeo. *Apertacontrada.it*.

⁵⁴ - Dorigoni, S., Portatadino, S., 2007. Il trasporto del gas naturale in Italia. L'analisi delle tariffe. *AmbienteDiritto.it*.

⁵⁵ - Camera dei Deputati - Servizio Studi, 2018. Temi dell'attività parlamentare: il mercato interno dell'energia.

congiuntamente, ma in seguito le peculiarità dei due settori portano ad una trattazione separata, sebbene per alcuni aspetti sia ancora ravvisabile un certo grado di sovrapposizione.

Per armonizzare e liberalizzare il mercato del gas dell'Unione Europea, definiti gli emendamenti alla base di tale processo, tra il 1998 e il 2009 vengono adottati a livello comunitario tre serie di misure legislative, dette *Pacchetti Energia*.

2.2 Il Primo Pacchetto Energia ed il Decreto Letta

Nel 1998 si ha l'emanazione del *Primo Pacchetto Energia* attraverso la Direttiva europea 98/30/CE *Norme comuni per il mercato interno del gas naturale*, che delinea un iniziale quadro legislativo volto a regolare il funzionamento delle attività della filiera gasiera, l'accesso al mercato, la gestione delle reti ed il criterio di rilascio delle autorizzazioni. La struttura della Direttiva è costruita su due livelli: il primo è quello comunitario, che definisce le norme che devono adottare gli Stati membri in maniera mandatoria, mentre il secondo è il livello nazionale, rispetto al quale ogni Stato ha la facoltà di realizzare apposite misure con cui conformarsi alla direttiva europea attraverso le modalità ritenute più idonee.

Tale Direttiva viene recepita in Italia attraverso il Decreto Legislativo del 23 maggio 164/2000, meglio noto come *Decreto Letta*, dal nome di Enrico Letta, allora Ministro dell'Industria del Commercio e dell'Artigianato (MICA) divenuto poi Ministero dello Sviluppo Economico (MISE). Tale Decreto non si ferma solo a quanto dettato a livello europeo, ma introduce una regolamentazione più stringente ed ampia, al fine di consentire una riduzione dei differenziali di prezzo del gas in Italia rispetto agli altri Paesi europei.

Il principio cardine del Decreto Letta è esplicito nell'articolo 1 che impone “*Nei limiti delle disposizioni del presente decreto le attività di importazione, esportazione, trasporto e dispacciamento, distribuzione e vendita di gas naturale, in qualunque sua forma e comunque utilizzato, sono libere*”. Tale Decreto inaugura di fatto l'inizio del mercato libero, che in primis consente ad ogni operatore privato, previa idoneità, l'accesso alle varie fasi della filiera ed in secundis permette all'utente finale di scegliere liberamente il fornitore a cui rivolgersi, estendendo così il concetto di *cliente idoneo* anche al consumatore domestico.

In aggiunta, il *Decreto Letta* evidenzia la necessità di separare a livello societario le imprese impegnate nell'attività di trasporto da quelle che si occupano delle fasi di produzione e fornitura, attraverso la procedura denominata *societal unbundling*⁵⁶: essa impone alle società verticalmente integrate nella filiera di separarsi andando a costituire più enti distinti.

Infine, vengono introdotti i *tetti antitrust*, volti a stabilire e limitare il quantitativo massimo di gas commercializzabile ed importabile.

⁵⁶ - Letteralmente “disaggregazione societaria”.

Il Decreto affida la maggior parte delle funzioni amministrative e di controllo in merito al mercato del gas naturale sia al MICA, sia all'*Autorità per l'energia elettrica il gas* (AEEG), divenuta nel 2018 *Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente* (ARERA). In particolare, il Ministero riveste il ruolo di definire l'indirizzo strategico e politico e di garantire la sicurezza e lo sviluppo economico del settore; l'AEEG, successivamente ARERA, è invece un organo collegiale indipendente, deputato a formulare osservazioni e proposte inerenti al mercato del gas da presentare al Governo, nonché dotato di poteri di regolazione settoriale volti a predisporre le regole per l'accesso alle infrastrutture e aggiornare le tariffe del mercato nazionale.

2.3 Il Secondo Pacchetto Energia ed il Decreto Marzano

Negli anni successivi all'emanazione del *Primo Pacchetto Energia*, a livello europeo si avverte la necessità di compiere ulteriori progressi per favorire l'affermarsi di un mercato unico comunitario: tale esigenza porta all'emanazione del *Secondo Pacchetto Energia*, attraverso la Direttiva europea 2003/55/CE che abroga la precedente Direttiva 98/30/CE, pur mantenendone la struttura e i principi generali. In Italia anche in questa occasione le disposizioni contenute nella normativa europea vengono recepite dall'ordinamento nazionale in modo più stringente; si ha così l'emanazione della Legge 239/2004 *Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia*, la cosiddetta *Legge Marzano*, dal nome dell'allora Ministro dello Sviluppo Economico, Antonio Marzano. Tale norma definisce le competenze in capo allo Stato e alle Regioni secondo quanto disposto dal Titolo V della Costituzione, e regola per le imprese operanti nel settore del gas i rapporti che devono sussistere tra la società capogruppo e le relative società controllate, con l'obiettivo di garantire neutralità e libero accesso alla rete ed evitando inoltre possibili trasferimenti incrociati di risorse tra le diverse fasi della filiera.

2.4 Il Terzo Pacchetto Energia

Il cammino verso una maggiore concorrenzialità del mercato del gas prosegue ulteriormente con l'entrata in vigore nel 2011 della Direttiva europea 2009/73/CE, il cosiddetto *Terzo Pacchetto Energia*, emanato per sostituire e colmare i vuoti della precedente normativa europea in materia di gas. Nonostante lo sforzo intrapreso, i principi precedentemente stabiliti dal legislatore comunitario non si sono dimostrati sufficienti a garantire un adeguato grado di concorrenza lungo la filiera: alla vigilia dell'adozione del *Terzo Pacchetto Energia*, infatti, il rapporto sul grado di liberalizzazione del mercato italiano del gas redatto dall'AEEG nel 2010⁵⁷ evidenzia sia un'offerta incapace di soddisfare appieno la domanda, sia un grado di competizione tra gli operatori non ancora adeguato.

⁵⁷ - ARERA (ex AEEG), 2010. Relazione annuale alla Commissione europea sullo stato dei servizi e sulla regolazione dei settori dell'energia elettrica e del gas. Pag. 59-76.

La Direttiva stabilisce che le società impegnate nell'attività di trasporto devono essere separate dalle imprese che si occupano delle fasi di importazione, produzione e/o vendita di gas non solo a livello contabile e societario, ma anche a livello proprietario: ciò per evitare che le imprese verticalmente integrate realizzino investimenti insufficienti nello sviluppo delle infrastrutture, compromettendo così la sicurezza delle forniture, e per impedire che possano sussistere discriminazioni nei confronti di terzi nell'accesso alla rete. Inoltre, al *Gestore del mercato dell'energia* (GME) è affidato il coordinamento economico del mercato di scambio del gas, da organizzare secondo criteri di neutralità, trasparenza, obiettività e concorrenza.

In aggiunta, la norma introduce l'ente denominato *Acquirente Unico* (AU), inaugurando così il cosiddetto *Servizio di Maggior Tutela*. L'*Acquirente Unico* è la società pubblica avente il ruolo di approvvigionare il gas naturale e l'elettricità per i clienti domestici e le imprese che non hanno ancora stipulato un contratto di fornitura con un operatore del mercato libero; con riferimento al gas, la tariffa del servizio è stabilita trimestralmente da parte dell'ARERA sulla base dei prezzi *forward* registrati sull'indice olandese TTF (*Title Transfer Facility*), principale riferimento europeo per le quotazioni di gas.

Infine, la Direttiva europea introduce l'obbligo per gli Stati membri di disporre di una quota minima di riserve di gas da assegnare in funzione di *stoccaggio strategico*.

2.5 La fine del Servizio di Maggior Tutela

A completamento del processo di liberalizzazione, nel 2017 viene approvata in Italia la *Legge annuale per il mercato e la concorrenza* 124/2017, norma di ampio raggio che è rivolta al mercato energetico così come a diversi altri settori economici. Tale legge stabilisce il termine del *Servizio di Maggior Tutela* per i clienti senza un fornitore sul mercato libero, sia dell'elettricità che del gas, a partire da luglio 2019. Tale data viene poi posticipata al luglio 2021 per le piccole e medie imprese e a luglio 2024 per i clienti domestici. Inoltre, per agevolare il passaggio al mercato libero, si prevede l'istituzione da parte dell'ARERA del *Portale Offerte*, una piattaforma informatica per la raccolta e pubblicazione delle offerte vigenti sul mercato di vendita al dettaglio di energia elettrica e gas⁵⁸.

⁵⁸ - ARERA. Portale offerte. Disponibile al sito: <https://www.ilportaleofferte.it/portaleOfferte/>.

Capitolo 3

IL PREZZO DEL GAS: PANORAMICA E PROSPETTIVE

3.1 Il prezzo di fornitura del gas

In generale si individuano tre regimi attraverso cui avviene la determinazione del prezzo del gas nei contratti di fornitura, sia che esso venga movimentato allo stato gassoso, sia che si trovi sotto forma di GNL⁵⁹:

- *Gas-on-gas competition* (GoG), ossia l'indicizzazione rispetto al prezzo del mercato del gas a pronti; tale mercato rappresenta il sistema con cui il prezzo del gas naturale si forma in base all'interazione tra la domanda e l'offerta giornaliera, la cui negoziazione si svolge presso i cosiddetti *hub* del gas. Con *hub*⁶⁰ si intende⁶¹ in generale un punto di interconnessione dove avvengono gli scambi e le contrattazioni di gas da parte dei rivenditori all'ingrosso o dei trader: l'*hub* può essere collocato alla frontiera tra due Stati in corrispondenza di un punto di snodo tra due o più gasdotti in mano a gestori diversi (*hub fisico*), oppure può non essere associato a nessun punto di interconnessione fisico particolare, bensì all'intero sistema infrastrutturale nazionale o regionale (*hub virtuale*);
- *Oil price escalation* (OPE) o *oil-linkage*, ossia l'indicizzazione rispetto al prezzo del petrolio. Il meccanismo consiste nello stabilire il prezzo del gas scambiato all'ingrosso basandosi sul prezzo del petrolio o di altri combustibili raffinati diretti sostituiti del gas naturale stesso, generalmente prendendo come riferimento il prezzo medio venutosi a determinare nel corso del semestre precedente;
- Determinazione dei prezzi sulla base della regolamentazione attuata da parte dello Stato, che stabilisce bande di oscillazione all'interno delle quali possono collocarsi i prezzi.

3.2 Dal modello OPE al modello GoG.

Fino al 2008, il modello contrattuale presso quasi tutti i mercati mondiali⁶² per la fornitura di gas naturale risulta quello basato su accordi pluridecennali contenenti specifiche clausole *take-or-pay*, il cui prezzo viene fissato tramite l'indicizzazione OPE. In particolare, tale meccanismo vede la sua diffusione dopo lo shock petrolifero del 1973, quando molti dei soggetti impegnati nell'importazione di gas esercitano pressioni verso i produttori per imporre tale metodologia di determinazione del prezzo. Inizialmente i vantaggi di tale indicizzazione sono quelli di sfruttare la stabilità del valore del petrolio e al contempo di mantenere la competitività del gas rispetto al suo

⁵⁹ - McHich, A., Till, H., 2020. Is Oil-Indexation Still Relevant for Pricing Natural Gas?. *CME Group*.

⁶⁰ - Letteralmente "fulcro, centro".

⁶¹ - YemEnergy.it. *Glossario: hub*.

⁶² - Franza, L., 2014. Long-term gas import contracts in Europe: the evolution in pricing mechanisms. *Clingendael International Energy Programme*.

diretto sostituto.

Per diversi anni i prezzi del gas naturale e del petrolio si sono mossi in tandem; tuttavia a partire dal 2008 la loro correlazione va riducendosi a causa della disponibilità di volumi sempre maggiori di GNL che, non presentando particolari vincoli di destinazione, consente di arbitrare le differenze di prezzo che sussistono tra i vari mercati, superando così la rigidità fisica che caratterizza il trasporto tramite gasdotto. Tale abbondanza di fonte energetica, determinatasi in concomitanza della recessione economica del 2008, provoca inevitabilmente un eccesso di offerta di gas nei mercati europei; al contempo l'avvio del processo di liberalizzazione permette di acquistare la materia prima presso gli *hub* del gas, dove il prezzo deriva dall'incontro tra la domanda e l'offerta giornaliera⁶³. Accade dunque che mentre i prezzi *spot* calano in risposta all'eccesso di offerta e al calo della domanda, i prezzi *oil-linked* dei contratti pluridecennali si mantengono su dei livelli relativamente alti: gli importatori di gas naturale si trovano così schiacciati tra l'obbligo delle clausole *take-or-pay* di comprare a prezzi indicizzati, e l'incapacità di rivendere i volumi acquistati sul mercato finale a causa del prezzo poco competitivo. Le società importatrici iniziano dunque ad esercitare forti pressioni sui produttori per rinegoziare i termini degli accordi pluridecennali, favorendo l'affermarsi di contratti di durata più breve per i quali il prezzo viene determinato tramite il sistema GoG.

A livello mondiale i contratti *spot* e i contratti *oil-linked* convivono, e la propensione verso l'una o l'altra tipologia differisce in maniera considerevole a seconda del mercato geografico considerato⁶⁴. L'Europa presenta infatti notevoli differenze nello stato della transizione: a prediligere maggiormente il mercato *spot* vi sono i Paesi dell'Europa nord-occidentale, in cui secondo le stime dell'agenzia S&PGlobal il numero di contratti con indicizzazione GoG nel 2019 è pari al 95% del totale; per i Paesi dell'Europa meridionale invece il valore si attesta intorno al 53%. Con riferimento all'Italia, l'analisi pubblicata da ARERA il 14 giugno 2022 indica che tale quota si colloca al 70-80%⁶⁵.

Va evidenziato che si tratta inevitabilmente di stime approssimative: infatti non è dato conoscere esattamente i dettagli dei contratti che sussistono tra gli operatori, poiché essendo stipulati tra aziende private essi sono coperti da segreto.

3.3 Il prezzo del gas per il consumo finale nello scenario italiano

In Italia il prezzo in capo al consumatore finale risultante in bolletta è dato da una serie di voci, le

⁶³ - Goldoni G., Repetto G., 2022. Crisi dei prezzi del gas, tra mercati e politica. *Energia: rivista trimestrale sui problemi dell'energia*, n 1/2022. Pag. 22-31.

⁶⁴ - Elliot, S., 2020. Gas-on-gas pricing increases dominance in European market: IGU. *S&PGlobal*.

⁶⁵ - ARERA, 2022. Monitoraggio dei contratti di approvvigionamento destinati all'importazione di gas in Italia.

cui principali sono⁶⁶:

- Spesa per il gas naturale, costituita dal costo di approvvigionamento del gas naturale nei mercati all'ingrosso, dal costo di commercializzazione al dettaglio e dagli oneri di gradualità. In particolare, il costo di approvvigionamento varia a seconda della modalità concordata con il venditore: può essere fisso per il periodo di tempo stabilito contrattualmente, oppure può essere variabile ed indicizzato al valore che emerge dal mercato *spot* preso come riferimento. Per gli utenti che si affidano al *Servizio di Maggior Tutela*, destinato ad essere soppresso nel 2024 per i clienti domestici, la tariffa è aggiornata trimestralmente dall'ARERA sulla base delle quotazioni *forward* registrate presso l'indice olandese TTF;
- Spesa per gli oneri di sistema, che comprende le quote destinate agli interventi di manutenzione ed ampliamento delle infrastrutture e dei gasdotti;
- Spesa per il processo di trasporto, stoccaggio, distribuzione e misurazione del consumo energetico tramite il contatore;
- Imposte stabilite dallo Stato, in particolare l'IVA ed ulteriori accise;

Ognuna di queste voci, eccezione fatta per le imposte, si compone di una quota fissa indipendente dall'impiego di gas, e di una quota variabile che si paga in funzione del consumo effettivo e dell'*Ambito Tariffario* (AT) di appartenenza⁶⁷: l'ARERA infatti suddivide il territorio nazionale in sei aree geografiche aventi ciascuna uno specifico parametro per il calcolo delle voci di costo.

Di recente, per far fronte al rincaro del prezzo del gas a cui si ha assistito a partire dal 2021, il Governo italiano ha stanziato con la Legge di Bilancio 2022⁶⁸ un fondo di risorse economiche destinate a contenere gli aumenti delle bollette, attraverso l'azzeramento degli oneri di sistema e la riduzione dell'IVA dal 10% al 5%.

Nella teoria economica il funzionamento della tariffazione sopra descritta viene denominata *a due parti*⁶⁹, e consiste in un meccanismo di discriminazione di prezzo secondo cui il costo finale in capo al consumatore è dato da una componente fissa, che dà diritto ad acquistare un determinato bene, e da una componente variabile, che dipende delle unità consumate. In base a tale tariffazione, il prezzo risultante appare *non-lineare*, e deriva dalla seguente formula:

$$P = F + P_v \cdot Q$$

dove P = prezzo finale, F = quota fissa, P_v = prezzo variabile, Q = quantità consumata.

La tariffazione a due parti è una strategia di discriminazione di prezzo detta di *secondo grado*, in quanto l'impresa non conosce la disponibilità a pagare degli acquirenti e non è pertanto in grado di

⁶⁶ - ARERA.it. Guida alle voci di spesa: gas, come leggere la bolletta.

⁶⁷ - ARERA.it. Tariffe di distribuzione e misura: periodo 2020-2025.

⁶⁸ - Legge 30 dicembre 2021, n. 234.

⁶⁹ - Cabral, L., M., B., 2017. Introduction to Industrial organization. Seconda edizione. Cambridge: The MIT Press. Paragrafo 6.3.

attuare a priori una segmentazione del mercato. Tuttavia, l'impresa può superare tale limitazione formulando diverse tipologie di offerte in modo che sia l'acquirente stesso a scegliere il piano più conveniente per le proprie esigenze, facendo sì che si verifichi un processo di autoselezione.

3.4 L'approvvigionamento all'ingrosso

L'approvvigionamento del gas naturale nei mercati all'ingrosso, come descritto precedentemente, costituisce una delle voci di costo della bolletta. Dalla *Relazione annuale sullo stato dei servizi* redatta dall'ARERA per il 2020, emerge che Eni acquista il gas per il 60.8% tramite le importazioni e per il 31.6% attraverso il *Punto di Scambio Virtuale* (PSV). Gli altri grandi operatori italiani del mercato all'ingrosso invece si approvvigionano per il 13.5% attraverso le importazioni, e per l'82.1% tramite il PSV; i piccolissimi operatori, infine, si approvvigionano del gas acquistandolo per una quota pari al 52% dagli operatori italiani più grandi, e per il 36.5% tramite il PSV. Tali dati sono riassunti nella figura 3.1.

APPROVVIGIONAMENTO	OPERATORI DEL MERCATO ALL'INGROSSO ^(A)					
	ENI	GRANDI	MEDI	PICCOLI	PICCOLISSIMI	TOTALE
Produzione nazionale	5,6%	0,0%	0,0%	5,2%	6,8%	1,1%
Importazioni	60,8%	13,5%	5,2%	9,4%	0,1%	16,8%
Acquisti da operatori sul territorio nazionale	1,2%	2,0%	13,6%	28,7%	52,3%	7,4%
Acquisti in stoccaggio	0,0%	0,1%	0,5%	0,3%	1,2%	0,2%
Acquisti al PSV	31,6%	82,1%	77,2%	50,8%	36,5%	71,8%
Acquisti in Borsa	0,7%	2,4%	3,5%	5,6%	3,1%	2,7%
TOTALE	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

(A) Grandi: con vendite superiori a 10 G(m³); medi: con vendite comprese tra 1 e 10 G(m³); piccoli: con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m³); piccolissimi: con vendite inferiori a 0,1 G(m³).

Figura 3.1 – Approvvigionamento dei grossisti nel 2020.⁷⁰

Il PSV, che risulta la modalità di acquisto all'ingrosso più diffusa in Italia, si configura come quello che viene definito *hub virtuale*. Il PSV⁷¹ è gestito direttamente da Snam, che lo definisce come il “*punto virtuale situato tra i Punti di Entrata e i Punti di Uscita della rete nazionale, presso il quale gli utenti e gli altri soggetti abilitati possono effettuare, su base giornaliera, scambi e cessioni di gas immesso nella rete nazionale*”. Attraverso il PSV, dunque, avviene la stipulazione dei contratti bilaterali tra gli acquirenti ed i venditori, e l'incontro tra domanda e offerta porta alla formazione del prezzo del gas *spot*.

In Italia i contratti stipulati con i venditori di gas, se indicizzati al mercato *spot*, fanno riferimento al valore medio osservato presso il PSV. In alternativa, sono basati sull'andamento dell'indice

⁷⁰ - ARERA.it, 2021. Relazione annuale sullo stato dei servizi 2020. Pag. 245.

⁷¹ - Snam.it. Punto di Scambio Virtuale.

olandese TTF: quest'ultimo rappresenta l'*hub virtuale* più importante a livello europeo in quanto è dotato di elevata liquidità grazie alla sua collocazione strategica per la movimentazione del gas proveniente da Norvegia, Germania, Francia e Gran Bretagna. A conferma di ciò, nel 2021 nel TTF ci sono stati scambi di gas per circa 53.000 TWh, contro i circa 1000 TWh del PSV.

3.5 L'ascesa dei prezzi dalla pandemia Covid-19 al conflitto Russia-Ucraina

Come già descritto precedentemente, a partire dal 2008 i contratti di importazione basati sul meccanismo GoG si dimostrano più convenienti dei contratti indicizzati al prezzo del petrolio. Tra il 2008 ed il 2019 il TTF, rispetto al quale il PSV differisce di pochi centesimi, mostra dei prezzi relativamente stabili, in un intervallo compreso tra i 15 e i 25 euro/MWh⁷². Nel 2020 i prezzi divengono ancor più favorevoli a causa della pandemia da Covid-19, in quanto il complessivo arresto del sistema economico determina una flessione della domanda di energia che, come evidenziato dal grafico, porta le quotazioni *spot* del TTF a toccare a maggio 2020 il minimo storico di 4,5 euro/MWh.



Figura 3.2 - Indice TTF: 02/03/2019 - 17/06/2022, scala logaritmica.⁷³

Tuttavia, come si può osservare dalla figura 3.2, lo scenario cambia in maniera sostanziale già a partire dall'autunno 2020. Infatti, il mercato mostra un'inversione in tale tendenza ribassista: prende

⁷² - Megawattora, ovvero 10⁶ wattora.

⁷³ - Barchart.com. Dutch TTF Gas Interactive Chart.

avvio un aumento dei prezzi *spot* che diventa sempre più significativo e al contempo inatteso per le sue dimensioni, protraendosi per l'intero anno successivo e portando le quotazioni ad oltrepassare a dicembre 2021 i 120 euro/MWh. Le principali ragioni della risalita dei prezzi avvenuta tra il 2020 ed il 2021, osservabile sia sul PSV che sul TTF, sono⁷⁴:

- Crescita improvvisa dei consumi di gas per via del graduale allentamento delle restrizioni e della complessiva ripresa economica;
- Aumento del prezzo del GNL, causato dall'elevata richiesta da parte dei Paesi asiatici coinvolti in una repentina ripartenza economica, dalla generale riduzione della produzione dei principali Paesi esportatori, dai problemi logistici e dall'aumento del costo dei noli;
- Riduzione della produzione di gas a livello europeo, causata dal declino fisiologico delle riserve, dalle misure di regolazione e limitazione e da un generale calo degli investimenti dal lato *upstream* della filiera;
- Minor livello di riempimento degli stoccaggi europei a causa dell'elevata domanda di gas spinta dal rimbalzo economico;
- Clima particolarmente rigido, che provoca un aumento della domanda di gas per il riscaldamento degli edifici durante i mesi invernali;
- Crescita del prezzo delle concessioni europee di emissione di CO₂, denominate *European Union Allowances* (EUA). Il loro aumento disincentiva l'impiego di carbone, maggiormente inquinante, aumentando la richiesta di gas;

Tale ascesa dei prezzi va ulteriormente ad accentuarsi con lo scoppio della guerra tra Russia e Ucraina che ha inizio il 24 febbraio 2022: l'incertezza provocata dalla situazione geopolitica mostra i suoi effetti sul mercato del gas di breve periodo, che risulta fortemente influenzato dalle aspettative dei soggetti che vi operano. Ad incidere sulle quotazioni vi sono le sanzioni economiche, lo sviluppo delle vicende belliche e le dichiarazioni politiche, che rendono l'aspetto psicologico particolarmente rilevante nel conflitto.

Come evidenziato dal grafico, il prezzo del TTF cresce raggiungendo rapidamente la soglia dei 225 euro/MWh nel mese di marzo, per poi segnare un trend di decrescita che porta i prezzi ad un livello di maggiore stabilità, assestandosi intorno agli 85 euro/MWh.

Tuttavia, a metà giugno la società russa Gazprom attua un consistente taglio dei flussi movimentati attraverso il gasdotto *Nord Stream*, determinando un'instabilità dei mercati ed un nuovo incremento dei prezzi, che arrivano a sfiorare nuovamente i 120 euro/MWh⁷⁵.

⁷⁴ - Gugliotta, A., Repetto, G., 2021. Volatilità dei prezzi sui mercati del gas: dai minimi del 2020 agli attuali rialzi. *Gestore dei mercati energetici (GME): Il notiziario della borsa italiana dell'energia*, n. 149 giugno 2021. Pag. 25-27.

⁷⁵ ANSA.it, 2022. I tagli di Mosca vanno a segno, prezzo gas +43% in una settimana.

3.6 La misura del *price cap*

Per limitare gli effetti negativi su imprese e famiglie dell'aumento dei prezzi dell'energia, che hanno mostrato una forte ascesa già a partire dai mesi precedenti allo scoppio del conflitto in Ucraina, l'Europa ha aperto alla possibilità di imporre un tetto al prezzo del gas, denominato *price cap*. Al termine del Consiglio europeo del 30 e del 31 maggio 2022 infatti, in risposta alla richiesta presentata in primis dal Governo italiano guidato da Mario Draghi⁷⁶, i leader dei 27 Paesi Ue hanno approvato il paragrafo che chiede alla Commissione la possibilità di esplorare tale misura.

Secondo la teoria economica, il *price cap*⁷⁷ si pone come una pratica di regolamentazione del mercato, generalmente praticata per intervalli di tempo limitati, in base alla quale le imprese hanno la possibilità di scambiare un certo bene secondo un prezzo che sia pari o inferiore alla soglia massima stabilita dal regolatore. Tale misura ha lo scopo di impedire alle imprese aventi un elevato potere di mercato di compiere abusi di posizione dominante, imponendo dei prezzi eccessivamente alti ed erodendo così il surplus del consumatore. Per il regolatore la difficoltà maggiore nell'attuazione di tale misura si riscontra nello stabilire la soglia massima di prezzo, la quale deve compendiare le esigenze di massimizzazione del benessere sociale, l'adeguata remunerazione dell'impresa, nonché l'incentivazione per quest'ultima ad attuare comportamenti efficienti. In generale, il tetto del prezzo è variabile nel tempo e viene adeguato aumentandolo rispetto alla crescita del tasso di inflazione e diminuendolo in relazione alla crescita dello sviluppo tecnologico, che di fatto corrisponde alla capacità di riduzione dei costi per le imprese operanti.

Va evidenziato che tale manovra si pone come una non indifferente limitazione ai meccanismi del libero mercato, alterando quello che è il principio di incontro tra domanda ed offerta e determinando ripercussioni economiche di non facile previsione, specie nel caso in cui la sua applicazione avvenga per il complesso mercato del gas.

In generale la fissazione di un *price cap* presenta sia dei vantaggi che degli svantaggi, la cui analisi va a giustificare o meno il suo utilizzo. Relativamente ai vantaggi si individuano i seguenti aspetti:

- Consente di limitare l'ascesa dei prezzi, specie se il mercato risulta particolarmente volatile, permettendo ai consumatori di beneficiare di quotazioni più basse rispetto a quelle altrimenti osservate in assenza di tale misura;
- Incentiva le imprese ad operare in maniera efficiente favorendo l'avanzamento tecnologico. Le imprese, infatti, al fine di incrementare i propri profitti, puntano a ridurre i costi in modo da massimizzare il differenziale con il prezzo concesso dal tetto;
- Presuppone bassi oneri amministrativi in capo al regolatore, in quanto la verifica del rispetto della misura risulta nel complesso di semplice attuazione;

⁷⁶ - Maarad, B., 2022. Draghi ottiene il sì dell'Ue al 'Price Cap' sul gas. *AGI Agenzia italiana*.

⁷⁷ - Bardey, D., Piolatto, A., 2007. Enciclopedia degli idrocarburi: l'industria del gas naturale dal monopolio alla concorrenza, la teoria della regolazione e le sue prospettive. Treccani. Prima edizione: Roma. Pag. 351-356.

Invece, in merito ai rischi legati all'attuazione di tale manovra, in particolare con riferimento al mercato del gas europeo, si individuano i seguenti aspetti⁷⁸:

- Ove possibile, per aggirare la regolamentazione gli operatori possono cercare le loro controparti nei mercati meno trasparenti e concludendo accordi al di fuori delle contrattazioni di borsa regolamentate, ovvero nei cosiddetti mercati *over the counter* (OTC), in cui manca la sovrintendenza di un'autorità centrale;
- Un massimale di prezzo può rendere le destinazioni dell'Unione europea meno attraenti per i produttori di gas, soprattutto nel contesto odierno in cui lo scambio avviene in ottica mondiale. La maggiore criticità riguarderebbe in particolare il GNL movimentato via nave che, non essendo soggetto ai vincoli strutturali del trasporto tramite gasdotto, potrebbe essere offerto su mercati diversi da quello europeo aventi quotazioni più elevate;
- Un tetto massimo al prezzo del gas all'ingrosso può comportare un'allocazione non efficiente delle risorse sia fisiche che finanziarie da parte degli operatori. Infatti, una volta raggiunto il prezzo massimo, i fornitori potrebbero cessare la propria attività sul mercato, compromettendo così il soddisfacimento del fabbisogno energetico; dal lato della domanda invece, un massimale di prezzo potrebbe determinare una tendenza all'accumulo di gas al fine di anticipare una possibile carenza di materia prima;
- La revisione periodica del *price cap* genera un problema di impegno, dovuto al fatto che al momento della rinegoziazione il regolatore, modificando unilateralmente il tetto massimo, è in grado di estrarre l'intero extra-profitto derivante dall'efficientamento attuato dall'impresa. Per il regolatore risulta dunque difficile impegnarsi in maniera credibile a non rinegoziare periodicamente il *cap*, ed il rischio di revisioni frequenti può ridurre per le imprese gli incentivi ad operare in modo efficiente;
- Porre un tetto al prezzo del gas andrebbe a minare le condizioni contrattuali di molti accordi di approvvigionamento già in essere, aventi come riferimento il prezzo di mercato attuale. Inoltre, in merito ai contratti non ancora stipulati, i potenziali partner commerciali potrebbero percepire tale limitazione come un disincentivo a siglare nuovi accordi con i Paesi europei;

Nello scenario politico ed economico non è ancora chiaro come debba concretamente trovare applicazione il tetto al prezzo del gas: da un lato si può pensare di adottare la misura per i soli volumi di gas importati dalla Russia in Europa, pari a circa 155 miliardi di m³⁷⁹; di conseguenza la Russia, vedendo limitata la sua possibilità di collocare altrove tali volumi per via della rigidità imposta dal trasporto via gasdotto, potrebbe decidere di accettare tale imposizione al fine di non

⁷⁸ - B Brandes, M., Eustachi, J., Wragge, D., 2022. Price caps on wholesale gas markets lead to significant negative side effects without having the desired results. *European Energy Exchange (EEX)*.

⁷⁹ - International energy agency (IEA), 2022. How Europe can cut natural gas imports from Russia significantly within a year.

vedere azzerati i propri ricavi. Oppure, ritenendo di avere una capacità di sopportazione superiore di quella dell'Europa, potrebbe proseguire sulla strada dei cali delle forniture per mettere alla prova l'economia europea. Tale situazione è riconducibile alla configurazione della teoria dei giochi denominata *chicken game*⁸⁰, che descrive lo scenario in cui tra due attori in competizione nessuno ha intenzione di lasciar vincere l'altra parte abbandonando il gioco.

In alternativa, il *price cap* potrebbe essere applicato al solo mercato *spot* del gas, in particolare all'indice olandese TTF, che funge da principale riferimento europeo. Lo scopo di tale manovra sarebbe quello di limitare le oscillazioni speculative riscontrabili sul mercato giornaliero, generando un impatto positivo sui contratti che prendono come riferimento tale indice. Ciò tuttavia, come espresso precedentemente, potrebbe ridurre l'attrattività del mercato europeo generando una carenza di gas soprattutto sotto forma di GNL, a cui seguirebbe un possibile inasprimento della crisi energetica e misure di razionamento.

L'adozione del *price cap* può risultare di fondamentale importanza anche per fronteggiare l'aumento dell'inflazione in Italia, che a maggio 2022 registra un aumento del 6.9% su base annua⁸¹. Secondo Francesco Giavazzi⁸², consigliere economico del presidente del Consiglio Mario Draghi, è l'esplosione del costo dell'energia ed in particolare del gas a trainare l'attuale scenario inflativo europeo, a differenza del mercato statunitense in cui la causa dell'inflazione va attribuita ad un eccesso della domanda. La scelta della Banca centrale europea di alzare i tassi di interesse per arginare la dinamica inflativa potrebbe dunque non avere un impatto efficace sul livello complessivo dei prezzi, rischiando addirittura di generare un rallentamento della crescita economica: secondo Giavazzi è invece necessario imporre quanto prima la misura del *price cap*, in modo da intervenire all'origine di tale fenomeno.

⁸⁰ - Khurana, C., 2022. Review of game theory applications in international trade. *International Journal of English Literature and Social Science*, vol-7, issue-1.

⁸¹ - ISTAT, 2022. Comunicato stampa: prezzi al consumo - maggio 2022 (dati provvisori).

⁸² - Ferraino, G., 2022. Giavazzi: tassi e inflazione, attenti a non frenare la domanda. *Corriere della Sera del 14 giugno 2022*.

CONCLUSIONI

L'intento dell'elaborato è stato quello di delineare le caratteristiche principali del mercato del gas in Italia: il quadro che ne emerge mostra come esso sia caratterizzato da un elevato grado di complessità, presentando numerosi agenti coinvolti lungo le varie fasi della filiera, notevole rilevanza sotto il profilo energetico, e una forte partecipazione da parte dello Stato e degli enti regolatori nel delinearne i principali aspetti organizzativi.

Il mercato italiano del gas non denota ancora un elevato grado di apertura alla concorrenza lungo tutta la filiera, mostrando in particolare maggiore criticità nelle fasi di approvvigionamento, trasporto e stoccaggio. Il difficile e lungo processo di liberalizzazione del mercato intrapreso dal legislatore comunitario e nazionale ha portato a dei miglioramenti sotto il profilo di apertura alla concorrenza tra i vari operatori, generando un impatto positivo anche per il consumatore finale che gode della possibilità di scegliere il proprio fornitore sul mercato libero.

Le recenti contingenze hanno determinato considerevoli ripercussioni negative sullo scenario economico internazionale, colpendo in particolare i mercati energetici. Da un lato la crisi dovuta alla pandemia da Covid-19, seguita da un'inattesa ripresa economica, ha comportato l'aumento delle quotazioni del gas; dall'altro tale ascesa dei prezzi è stata accentuata ulteriormente dall'invasione della Russia nei confronti dell'Ucraina, che rischia di compromettere la sicurezza energetica dell'Italia e più in generale dell'Europa.

Quest'ultima vicenda ha fatto emergere gli aspetti più critici del settore del gas, mettendo in luce le direzioni verso cui le scelte di policy italiana ed europea devono essere orientate ad intervenire:

- Diversificazione nell'approvvigionamento;
- Rafforzamento delle infrastrutture;
- Modalità di formazione del prezzo;

In merito alla diversificazione nell'approvvigionamento, lo sforzo è attualmente rivolto a trovare alternative al gas di fornitura russa, e passi in avanti sono stati fatti avviando le contrattazioni con i Paesi del Medio Oriente e del Nord Africa, in particolare Algeria, Egitto, Qatar, Azerbaijan, Congo e Angola.

Ciò deve essere necessariamente accompagnato da un rafforzamento in tempi brevi delle attuali infrastrutture presenti, potenziando la capacità di trasporto ad oggi in essere e aumentando i centri di rigassificazione presenti nel territorio nazionale.

In relazione all'ultimo punto invece, l'attuale crisi energetica porta a mettere in discussione il sistema di pricing del mercato all'ingrosso basato sulle quotazioni *spot*. Il ritorno ad una totale indicizzazione con il petrolio per far fronte all'elevata volatilità dei prezzi risulterebbe probabilmente anacronistico rispetto ai mutati consumi energetici e al quadro complessivo di

approvvigionamento, in quanto i mercati del gas e del petrolio spesso, se non addirittura in maniera strutturale, differiscono. Tuttavia, resta da considerare la possibilità di individuare un sistema più equilibrato in grado di ridurre le oscillazioni dei prezzi, al fine di contenere esborsi eccessivamente elevati per i consumatori in periodi di ulteriori *shortage*, che potrebbero in futuro essere frequenti. Relativamente all'introduzione di una misura temporanea quale il *price cap*, risulta molto difficile prevedere quanto essa potrebbe generare un impatto positivo sulle bollette in capo ai consumatori e quale sarebbe l'effetto risultante sul livello di inflazione: la distorsione di mercato generata dal meccanismo determina l'entrata in gioco di numerose variabili, e in merito sarà necessaria un'attenta valutazione da parte degli organi europei al fine di individuare se i benefici ottenuti siano in grado di superare i danni provocati.

BIBLIOGRAFIA

Aggregated Storage Inventory (AGSI). Disponibile su < <https://agsi.gie.eu/> > [Data di accesso: 20/06/2022].

Andreuzzi, A., Beccarello, M., 2019. Sistema gas naturale transizione e competitività. *Confindustria.it*. Pag. 74. Disponibile su < https://www.confindustria.it/wcm/connect/296507ca-baf0-4adf-9b89-4f5425967620/Position+Paper_Rapporto+Gas_11.11.19_Confindustria.pdf?MOD=AJPERES&COVERT_TO=url&CACHEID=ROOTWORKSPACE-296507ca-baf0-4adf-9b89-4f5425967620-mVq308G > [Data di accesso: 12/04/2022].

ANSA.it, 2022. I tagli di Mosca vanno a segno, prezzo gas +43% in una settimana. Disponibile su < https://www.ansa.it/sito/notizie/economia/2022/06/17/i-tagli-di-mosca-vanno-a-segno-prezzo-gas-43-in-una-settimana_cc1b6412-0abf-4bd9-890b-acba02ff5743.html > [Data di accesso: 18/06/2022].

ARERA (ex AEEG), 2010. Relazione annuale alla commissione europea sullo stato dei servizi e sulla regolazione dei settori dell'energia elettrica e del gas. Pag. 59-76. Disponibile su < https://www.arera.it/allegati/relaz_ann/10/annualreport10it.pdf > [Data di accesso: 21/05/2022].

ARERA. Glossario. Pag. 2. Disponibile su < <https://www.arera.it/allegati/docs/08/594-18all.pdf> > [Data di accesso: 15/05/2022].

ARERA. Portale offerte. Disponibile su < <https://www.ilportaleofferte.it/portaleOfferte/> > [Data di accesso: 21/05/2022].

ARERA.it, 2021. Relazione annuale sullo stato dei servizi 2020. Pag. 208, 219-220, 227-241, 242-265. Disponibile su < https://www.arera.it/allegati/relaz_ann/21/RA21_volume_1.pdf > [Data di accesso: 10/04/2022].

ARERA.it, 2022. Monitoraggio dei contratti di approvvigionamento destinati all'importazione di gas in Italia. Disponibile su < https://www.arera.it/it/com_stampa/22/220614.htm > [Data di accesso: 14/06/2022].

ARERA.it. Bilanciamento del gas naturale. Disponibile su <<https://www.arera.it/it/gas/bilanciamentogas.htm#:~:text=Il%20bilanciamento%20in%20particolare%20%C3%A8,e%20la%20continuit%C3%A0%20delle%20forniture.>> [Data di accesso: 10/05/2022].

ARERA.it. Codice di Rete per il servizio di distribuzione gas - CRDG. Disponibile su <<https://www.arera.it/it/gas/codicerete/crdg/crdg.htm>> [Data di accesso: 16/05/2022].

ARERA.it. Guida alle voci di spesa: gas, come leggere la bolletta. Disponibile su <[https://bolletta.arera.it/bolletta20/index.php/guida-voci-di-spesa/gas#:~:text=Comprende%20le%20voci%20relative%20all,di%20consumo%20annuo%20\(%20oscaglioni%20\).](https://bolletta.arera.it/bolletta20/index.php/guida-voci-di-spesa/gas#:~:text=Comprende%20le%20voci%20relative%20all,di%20consumo%20annuo%20(%20oscaglioni%20).)> [Data di accesso: 25/05/2022].

ARERA.it. Tariffe di distribuzione e misura: periodo 2020-2025. Disponibile su <https://www.arera.it/it/gas/gas_distr14.htm> [Data di accesso: 27/05/2022].

Brandes, M., Eustachi, J., Wragge, D., 2022. Price caps on wholesale gas markets lead to significant negative side effects without having the desired results. *European Energy Exchange (EEX)*.

Disponibile su <https://www.eex.com/en/newsroom/detail?tx_news_pi1%5Baction%5D=detail&tx_news_pi1%5Bcontroller%5D=News&tx_news_pi1%5Bnews%5D=4306&cHash=0c2fb7a2a382d1139c0a5e188ad96bd8> [Data di accesso: 10/06/2022].

Baldissara, B., Gracceva, F., 2022. Tendenze e peculiarità del sistema energetico italiano. *Rienergia.staffettaonline.com*. Disponibile su <[Tendenze e peculiarità del sistema energetico italiano \(staffettaonline.com\)](https://www.staffettaonline.com/it/energia/tendenze-e-peculiarita-del-sistema-energetico-italiano)> [Data di accesso: 14/04/2022].

Barchart.com. Dutch TTF Gas Interactive Chart. Disponibile su <<https://www.barchart.com/futures/quotes/TGN22/interactive-chart>> [Data di accesso: 06/06/2022].

Bardey, D., Piolatto, A., 2007. Enciclopedia degli idrocarburi: l'industria del gas naturale dal monopolio alla concorrenza, la teoria della regolazione e le sue prospettive. Treccani. Prima edizione: Roma. Pag. 351-356.

Cabral, L., M., B., 2017. Introduction to Industrial organization. Seconda edizione. Cambridge: The MIT Press. Paragrafo 6.3.

Camera dei deputati - Servizio Studi, 2018. Temi dell'attività parlamentare: il mercato interno dell'energia. Disponibile su <
https://www.camera.it/leg17/522?tema=mercati_energetici#il_mercato_interno_dell_energia >
[Data di accesso: 19/05/2022].

Cellamare, D., 2009. Gas naturale: storia, dinamiche, evoluzione dei mercati e prospettive future. *Ministero della Difesa, Rivista militare n. 6/2009*. Pag. 6-7. Disponibile su
<https://www.difesa.it/SMD_/CASD/IM/IASD/65sessioneordinaria/Documents/Articolo_Gas_Naturale.pdf > [Data di accesso: 06/04/2022].

Commissione europea. Libro Bianco - Una politica energetica per l'Unione europea. Disponibile su
< <https://op.europa.eu/it/publication-detail/-/publication/bc335af2-4ed1-4690-8a0d-797613dbd5f0>
> [Data di accesso: 03/05/2022].

Confcommercio, 2021. Liberalizzazione del settore del gas naturale e dell'energia elettrica. Pag 2-3. Disponibile su
<https://www.camera.it/application/xmanager/projects/leg18/attachments/upload_file_doc_acquisiti/pdfs/000/005/823/Memoria_Confcommercio.pdf > [Data di accesso: 23/05/2022].

Consiglio europeo. Conclusioni del Consiglio europeo, 30-31 maggio 2022. Disponibile su <
<https://www.consilium.europa.eu/media/56586/2022-05-30-31-euco-conclusions-it.pdf> > > [Data di accesso: 23/05/2022].

Decreto 12 novembre 2011, n. 226. Disponibile su <
<https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2012/01/27/012G0010/sg> > [Data di accesso: 25/05/2022].

Decreto 19 gennaio 2011. Disponibile su <
<https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2011/03/31/11A04461/sg> > [Data di accesso: 17/05/2022].

Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n. 164. Disponibile su <
<https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2000/06/20/000G0210/sg> > [Data di accesso: 28/05/2022].

Dorigoni, S., Portatadino, S., 2007. Il trasporto del gas naturale in Italia. L'analisi delle tariffe. *AmbienteDiritto.it*. Disponibile su <https://www.ambientediritto.it/dottrina/Politiche%20energetiche%20ambientali/politiche%20e.a/trasporto_gas_dorigoni_portatadino.htm> [Data di accesso: 07/05/2022].

Ecoage.com. Gli impieghi del gas naturale. Disponibile su <https://www.ecoage.it/impieghi_del_gas_naturale.htm> [Data di accesso: 07/04/2022].

Elliot, S., 2020. Gas-on-gas pricing increases dominance in European market: IGU. *S&PGlobal*. Disponibile su <<https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/natural-gas/070220-gas-on-gas-pricing-increases-dominance-in-european-market-igu>> [Data di accesso: 25/05/2022].

ENEA, 2022. Analisi ENEA, forte rimbalzo dei consumi nel 2021 (+8%), ma segnali di rallentamento nel 2022. Disponibile su <<https://www.enea.it/it/Stampa/comunicati/energia-analisi-enea-forse-rimbalzo-domanda-di-energia-2021-ma-segnali-di-rallentamento-nel-2022>> [Data di accesso: 17/05/2022].

Eni Scuola.net, 2011. Gas naturale. Pag. 1-2, 6-9. Disponibile su <https://www.eniscuola.net/wp-content/uploads/2011/02/pdf_gas.pdf> [Data di accesso: 07/04/2022].

European Commission, 2022. REPowerEU: A plan to rapidly reduce dependence on Russian fossil fuels and fast forward the green transition. Disponibile su <https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_22_3131> [Data di accesso: 01/05/2022].

Eurostat, 2022. Energy statistics - an overview. Disponibile su <https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy_statistics_-_an_overview> [Data di accesso: 14/04/2022].

Fantini, M., 2017. La liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica e del gas naturale: il caso italiano nel panorama europeo. *Apertacontrada.it*. Disponibile su <<https://www.apertacontrada.it/2017/07/07/la-liberalizzazione-del-mercato-dellenergia-elettrica-e-del-gas-naturale-il-caso-italiano-nel-panorama-europeo/>> [Data di accesso: 05/05/2022].

Ferraino, G., 2022. Giavazzi: tassi e inflazione, attenti a non frenare la domanda. *Corriere della Sera* del 14 giugno 2022.

Fontana, A., 2022. L'economia italiana alla prova del conflitto in Ucraina. *Centro Studi Confindustria*. Disponibile su < [L'economia italiana alla prova del conflitto in Ucraina \(confindustria.it\)](https://www.confindustria.it) > [Data di accesso: 21/04/2022].

Franci, T., 2020. Il prezzo del gas che fugge. *Astrolabio.amicidellaterra.it*. Disponibile su < [II Prezzo del Gas che Fugge | l'Astrolabio \(amicidellaterra.it\)](https://www.astrolabio.it) > [Data di accesso: 27/04/2022].

Franza, L., 2014. Long-term gas import contracts in Europe: the evolution in pricing mechanisms. *Clingendael International Energy Programme*. Disponibile su < https://www.clingendaelenergy.com/inc/upload/files/Ciep_paper_2014-08_web_1.pdf > [Data di accesso: 23/05/2022].

Franza, L., 2015. Contratti di importazione del gas in Europa: evoluzione dei meccanismi di pricing. *Energia, rivista trimestrale sui problemi dell'energia n.2/2015*. Pag. 38-39.

Gerebizza, E., 2022. Di chi sono i gasdotti e quale ruolo giocano Eni e Snam. *Altreconomia.it*. Disponibile su < <https://altreconomia.it/di-chi-sono-i-gasdotti-e-quale-ruolo-giocano-eni-e-snam/> > [Data di accesso: 02/05/2022].

Goldoni G., Repetto G., 2022. Crisi dei prezzi del gas, tra mercati e politica. *Energia: rivista trimestrale sui problemi dell'energia, n 1/2022*. Pag. 22-31.

GSE.it, 2021. Fuel mix: determinazione del mix energetico per gli anni 2019-2020. Disponibile su < <https://www.gse.it/servizi-per-te/news/fuel-mix-determinazione-del-mix-energetico-per-gli-anni-2019-2020> > [Data di accesso: 12/04/2022].

Gugliotta, A., Repetto, G., 2021. Volatilità dei prezzi sui mercati del gas: dai minimi del 2020 agli attuali rialzi. *Gestore dei mercati energetici (GME): Il notiziario della borsa italiana dell'energia, n. 149 giugno 2021*. Pag. 25-27. Disponibile su < <https://www.mercatoelettrico.org/Newsletter/20210615Newsletter.pdf> > [Data di accesso: 29/05/2022].

International energy agency (IEA), 2022. How Europe can cut natural gas imports from Russia significantly within a year. Disponibile su < <https://www.iea.org/news/how-europe-can-cut-natural-gas-imports-from-russia-significantly-within-a-year> > [Data di accesso: 11/06/2022].

ISTAT, 2022. Comunicato stampa: prezzi al consumo - maggio 2022 (dati provvisori). Disponibile su < <https://www.istat.it/it/archivio/271283> > [Data di accesso: 19/06/2022].

Khurana, C., 2022. Review of game theory applications in international trade. *International Journal of English Literature and Social Science*, vol-7, issue-1. Disponibile su < https://ijels.com/upload_document/issue_files/26IJELS-101202247-Reviewof.pdf > [Data di accesso: 13/06/2022].

Legge 23 agosto 2004, n. 239. Disponibile su < https://www.gazzettaufficiale.it/atto/serie_generale/caricaDettaglioAtto/originario?atto.dataPubblicazioneGazzetta=2004-09-13&atto.codiceRedazionale=004G0259&elenco30giorni=false > [Data di accesso: 11/05/2022].

Legge 30 dicembre 2021, n. 234. Disponibile su < <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2021/12/31/21G00256/sg> > [Data di accesso: 27/05/2022].

Legge 30 dicembre 2021, n. 234. Disponibile su < <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2021/12/31/21G00256/sg> > > [Data di accesso: 06/05/2022].

Legge 4 agosto 2017, n. 124. Disponibile su < <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2017/08/14/17G00140/sg> > > [Data di accesso: 30/05/2022].

Maarad, B., 2022. Draghi ottiene il sì dell'Ue al 'Price Cap' sul gas. *AGI Agenzia italiana*. Disponibile su < <https://www.agi.it/politica/news/2022-05-31/ue-draghi-italia-accontentata-su-tetto-prezzo-gas-16934638/> > [Data di accesso: 11/06/2022].

Mastandrea, M., 2022. No, il Pitesai non pregiudica la nostra indipendenza energetica. *Ohga.it*. Disponibile su < <https://www.ohga.it/no-il-pitesai-non-pregiudica-la-nostra-indipendenza-energetica-per-le-associazioni-ambientaliste-si-potra-purtroppo-ancora-estrarre-gas-senza-problemi/> > [Data di accesso: 01/05/2022].

Matte, B., 2021. Upstream, Midstream and Downstream. *Stauff.com*. Disponibile su < <https://stauff.com/en/blog/knowledge/upstream-midstream-and-downstream> > [Data di accesso: 25/04/2022].

McHich, A., Till, H., 2020. *Is Oil-Indexation Still Relevant for Pricing Natural Gas?*. *CME Group*. Disponibile su < <https://www.cmegroup.com/education/articles-and-reports/is-oil-indexation-still-relevant-for-pricing-natural-gas.html> > [Data di accesso: 02/06/2022].

Ministero della Transizione Ecologica, 2021. Importazioni di gas naturale. Disponibile su < [Importazioni di gas naturale - Analisi e statistiche energetiche e minerarie - Ministero della Transizione Ecologica \(mise.gov.it\)](https://www.mise.gov.it/Importazioni-di-gas-naturale-Analisi-e-statistiche-energetiche-e-minerarie-Ministero-della-Transizione-Ecologica) > [Data di accesso: 27/04/2022].

Ministero della Transizione Ecologica, 2021. La situazione energetica nazionale nel 2020. Pag. 31-32. Disponibile su < https://dgsaie.mise.gov.it/pub/sen/relazioni/relazione_annuale_situazione_energetica_nazionale_dati_2020.pdf > [Data di accesso: 02/05/2022].

Ministero della Transizione Ecologica, 2022. Il MiTe dichiara lo stato di preallarme. Disponibile su < <https://www.mite.gov.it/notizie/il-mite-dichiara-lo-stato-di-preallarme> > [Data di accesso: 13/05/2022].

Ministero della Transizione Ecologica, 2022. Piano per la transizione energetica sostenibile delle aree idonee (PiTESAI). Disponibile su <https://unmig.mise.gov.it/index.php/it/informazioni/notizie-e-faq/it/198-notizie-stampa/2036196-approvato-il-piano-per-la-transizione-energetica-sostenibile-delle-aree-idonee-pitesai> > [Data di accesso: 13/05/2022].

Ministero dello Sviluppo Economico. Gas naturale - Stoccaggio. Disponibile su < <https://www.mise.gov.it/index.php/it/energia/gas-naturale-e-petrolio/gas-naturale/stoccaggio> > [Data di accesso: 10/05/2022].

Ministero dello Sviluppo Economico. Piano di Emergenza del sistema italiano del gas naturale. Disponibile su < https://www.mise.gov.it/images/stories/documenti/PE_2019_agg_30_settembre_2020.pdf > [Data di accesso: 13/05/2022].

Ministero dello Sviluppo Economico. Piano di emergenza del sistema italiano del gas naturale. Disponibile su < <https://www.mise.gov.it/index.php/it/energia/gas-naturale-e-petrolio/gas-naturale/piani-di-azione-preventiva-e-di-emergenza> > [Data di accesso: 28/05/2022].

OurWorldInData.org. Fossil fuel consumption. Disponibile su < <https://ourworldindata.org/fossil-fuels> > [Data di accesso: 10/04/2022].

Parlamento europeo. Atto unico Europeo. Disponibile su < <https://www.europarl.europa.eu/about-parliament/it/in-the-past/the-parliament-and-the-treaties/single-european-act> > [Data di accesso: 15/05/2022].

Parlamento europeo. Direttiva 2003/55/CE. Disponibile su < <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/it/ALL/?uri=CELEX:32003L0055> > [Data di accesso: 08/05/2022].

Parlamento europeo. Direttiva 2009/73/CE. Disponibile su < <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?uri=CELEX%3A32009L0073> > [Data di accesso: 19/05/2022].

Parlamento europeo. Direttiva 98/30/CE. Disponibile su < https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?uri=uriserv%3AOJ.L_.1998.204.01.0001.01.ITA&toc=OJ%3AL%3A1998%3A204%3ATOC > [Data di accesso: 12/05/2022].

Piron, F., Sogari, T., 2014. Gas. Disciplina pubblicistica. *Treccani.it*. Disponibile su < https://www.treccani.it/enciclopedia/gas-disciplina-pubblicistica_%28Diritto-on-line%29/ > [Data di accesso: 05/05/2022].

Portatadino, S., 2018. La liberalizzazione del mercato del gas naturale in Italia: verso un hub del gas?. *AmbienteDiritto.it*. Disponibile su < https://www.ambientediritto.it/dottrina/Politiche%20energetiche%20ambientali/politiche%20e.a/liberalizzazione_gas_portatadino.htm > [Data di accesso: 19/05/2022].

Riccobono, G., 2021. La guida definitiva sul gas naturale. *Revoluce*. Pag. 7. Disponibile su < http://www.barroccu.com/dev/revoluce/wp-content/uploads/2021/02/Guida-Definitiva-sul-GAS-naturale_compressed.pdf > [Data di accesso: 06/04/2022].

Snam.it, 2022. Snam acquista da Golar LNG un rigassificatore galleggiante da 5 miliardi di metri cubi per 350 milioni di dollari. Disponibile su < https://www.snam.it/it/media/comunicati-stampa/2022/Snam_acquista_rigassificatore_galleggiante_da_Golar_LNG.html > [Data di accesso: 13/05/2022].

Snam.it. Il centro di dispacciamento. Disponibile su < <https://www.snam.it/it/chi-siamo/infrastrutture-snam/dispacciamento/> > [Data di accesso: 07/05/2022].

Snam.it. Punto di Scambio Virtuale. Disponibile su < https://www.snam.it/it/trasporto/Processi_Online/PSV/ > [Data di accesso: 27/05/2022].

Stagnaro, C., 2022. Premi e sanzioni per favorire lo stoccaggio del gas naturale. *Lavoce.info*. Disponibile su < <https://www.lavoce.info/archives/93525/premi-e-sanzioni-per-favorire-lo-stoccaggio-del-gas-naturale/> > [Data di accesso: 15/05/2022].

The World Bank.org. Global Gas Flaring Reduction Partnership. Disponibile su < <https://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction/about> > [Data di accesso: 07/04/2022].

YemEnergy.it. *Glossario: hub*. Disponibile su < <https://yem-energy.it/glossario/hub-energia/> > [Data di accesso: 27/05/2022].