

LA METANIZZAZIONE DELLA SARDEGNA

Roma, 22 marzo 2017

Osservatorio Energia e Ambiente
Coordinato da Alberto Biancardi

Coordinamento editoriale di Martyna Kander

*agenzia
di ricerche
e legislazione* | **AREL** | *fondata da
nino andreatta*

Responsabile delle pubblicazioni: Marian Antonietta Colimberti

Piazza S. Andrea della Valle 6, 00186 Roma

Tel. 06.687.71.53/4 - Fax 06.687.10.54

e-mail: arel@arel.it - www.arel.it

© copyright Arel Servizi S.r.l. - Editore

È vietata la riproduzione anche parziale, con qualsiasi mezzo effettuata, compresa la fotocopia, anche ad uso interno o didattico, non autorizzata.

SOMMARIO

APERTURA

| | | |
|---|------|---|
| Alberto Biancardi <i>AREL</i> | pag. | 7 |
|---|------|---|

RELAZIONI

| | | |
|--|---|----|
| Tommaso Franci <i>Senior Advisor REF-E</i> | » | 11 |
|--|---|----|

| | | |
|--|---|----|
| Diego Gavagnin <i>Coordinatore scientifico ConferenzaGNL</i> | » | 17 |
|--|---|----|

INTERVENTI

| | | |
|--------------------------|---|----|
| Alberto Biancardi | » | 23 |
|--------------------------|---|----|

| | | |
|--|---|----|
| Elio Ruggeri <i>SVP Gas Supply origination and infrastructures</i> | » | 24 |
|--|---|----|

| | | |
|---|---|----|
| Federico Frassi <i>Amministratore Delegato di Società Gasdotti Italia SpA</i> | » | 27 |
|---|---|----|

| | | |
|--|---|----|
| Giuseppe Deroma <i>Amministratore Delegato della Isgas Energit Multiutilities SpA Cagliari</i> | » | 29 |
|--|---|----|

| | | |
|---|---|----|
| Rita Caroselli <i>Direttore Assogasliquidi/Federchimica</i> | » | 31 |
|---|---|----|

| | | |
|---|---|----|
| Francesca Medda <i>Professore Ordinario di Economia e Finanza Pubblica, University College London</i> | » | 32 |
|---|---|----|

| | | |
|--|------|----|
| Marco Luongo <i>Relazioni Istituzionali CNH Industrial-Iveco</i> | pag. | 34 |
| Dario Soria <i>Direttore Generale ASSOCOSTIERI</i> | » | 35 |
| Andrea Stegher <i>Snam, Senior Vice President Corporate Strategy</i> | » | 36 |
| CONCLUSIONI | | |
| Francesco Sanna <i>Deputato PD e socio AREL</i> | » | 39 |
| Maria Grazia Piras <i>Assessora Industria Regione Sardegna</i> | » | 43 |
| Gilberto Dialuce <i>Direttore generale Sicurezza Approvvigionamenti e Infrastrutture Energetiche</i> | » | 46 |

APERTURA

ALBERTO BIANCARDI

Oggi è la seconda riunione dell'Osservatorio Energia e Ambiente organizzata quest'anno all'AREL. La riunione di qualche settimana fa ha riguardato la regolazione dei rifiuti, una tema molto attuale e importante soprattutto per chi, come me, è componente dell'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico.

L'Osservatorio di oggi riguarda la metanizzazione della Sardegna, un argomento molto importante intorno al quale stamattina c'è stato un incontro al MiSE. La riunione di oggi, dopo che i due relatori avranno presentato i loro interventi, come sempre accade all'AREL, intende utilizzare questo spazio neutro, Chatham House Rule, per una franca discussione tra i presenti al fine di scambiare le proprie opinioni e avere una maggiore consapevolezza dello stato dell'arte del tema in oggetto. Per lasciare traccia di ciò che viene detto, gli interventi sono registrati e confezionati in una prima stesura sottoposta all'approvazione degli intervenuti per diventare poi una pubblicazione dell'AREL che sarà inviata a tutti.

RELAZIONI

TOMMASO FRANCI

Ecco innanzitutto qualche dato sulla peculiarità della struttura dei consumi (finali) energetici in Sardegna: 65% prodotti petroliferi (contro il 40% a livello nazionale); la penetrazione elettrica è al 24%, più alta quindi rispetto al 20% dell'Italia; le rinnovabili (costituite quasi esclusivamente da legna e pellet) all'11%. Ognuna di queste tre fonti si mangia quella parte coperta dal Gas naturale che in Italia è del 30%, e in Sardegna è invece assente. La storia degli ultimi quindici anni relativa ai consumi finali di prodotti petroliferi in Sardegna è cambiata molto: l'uso dell'olio combustibile nel 2000 era la voce più importante, mentre oggi esso è quasi sparito; rimane invece sempre notevole il ruolo del gasolio, soprattutto nei trasporti. In Sardegna svolge un ruolo peculiare il GPL, anche se quantitativamente non enorme: 150.000 tonnellate consumate nel 2015. Utilizzando i dati dell'AEEGSI sul GPL, che comprendono anche il propano utilizzato per l'aria propanata immessa nelle reti, si può valutare la realtà odierna delle reti di distribuzione di gas diversi dal gas naturale nell'isola: in Sardegna, in circa dieci anni, c'è stata una crescita di volumi non enorme, ma certamente significativa e anche una crescita di utenze allacciate. I volumi complessivi di energia distribuiti sono però ancora molto ridotti, non arrivano ai 15 ktep, cioè neanche un decimo del GPL che entra in Sardegna e che viene distribuito prevalentemente in bombole o presso serbatoi.

Le tappe principali delle politiche di metanizzazione in Sardegna dalla fine degli anni Novanta ad oggi sono state: l'Accordo di Programma Quadro del 1999; la fase di valutazione delle ipotesi di terminali di rigassificazione; la scelta del progetto Galsi nel 2003; l'avvio contestuale della realizzazione delle reti nei quattro capoluoghi di provincia; l'avvio, sempre nello scenario della realizzazione del progetto Galsi, del piano regionale di metanizzazione delle reti urbane con l'individuazione di 38 organismi di bacino, le relative procedure di concessione dei finanziamenti pubblici previsti per lo sviluppo delle reti di distribuzione.

Il recente piano energetico regionale, approvato nell'agosto 2016 (PEARS 2016), presenta una fotografia aggiornata al 2015 dell'effettivo sviluppo delle reti di distribuzione. Questi dati, insie-

me a quelli dell'AEEGSI, mostrano che sono in esercizio le quattro reti principali nei capoluogo di provincia, e che ulteriori 25 reti sono attive. Queste ultime sono suddivise fra reti realizzate entro la procedura prevista dall'amministrazione regionale e reti realizzate autonomamente dai comuni.

Oggi siamo di fronte a un nuovo scenario di politiche della metanizzazione: si sono succeduti rapidamente diversi atti significativi. Il nuovo Piano energetico regionale riafferma la scelta della metanizzazione considerando il gas naturale come vettore principe del fossile nella fase di transizione, rinviando però la scelta dell'opzione di approvvigionamento a una fase successiva. Vengono indicate come priorità l'aggiornamento dei bacini di distribuzione, lo sviluppo del GNL come vettore nel settore dei trasporti (stradale pesante e marittimo) e la scelta della rete dorsale di trasporto del gas naturale. Si tratta di scelte che sono state recepite nel Patto per lo sviluppo tra Regione e Governo, siglato a metà dello scorso anno, prefigurando la ridefinizione dell'uso delle risorse previste dall'Accordo di Programma Quadro per la metanizzazione della Sardegna.

L'ultimo atto di indirizzo è il Quadro Strategico Nazionale per il GNL che, nell'ambito degli indirizzi per lo sviluppo dei combustibili alternativi, contempla anche il tema della metanizzazione della Sardegna e dà un'indicazione molto netta affermando che, per l'approvvigionamento dell'isola, la migliore ipotesi è quella della logistica SSNLG rispetto all'ipotesi del gasdotto dalla Toscana e anche rispetto all'ipotesi di un medio rigassificatore.

Il Decreto legislativo 257/2016 di recepimento della direttiva 2014/94/UE, infatti, non disciplina solo la promozione dei combustibili alternativi per la mobilità, ma anche aspetti inerenti la metanizzazione della Sardegna. Prevede norme per gli stoccaggi di GNL che possono alimentare parti isolate della rete di trasporto nazionale, che sono effettivamente in progetto per la Sardegna. Vengono inoltre disciplinati anche gli stoccaggi di GNL non collegati alla rete di trasporto nazionale, e le reti di distribuzione di gas naturale isolate alimentate da depositi satellite di GNL, temi su cui l'AEEGSI ha cominciato a muovere i primi passi.

A livello di programmazione nazionale, il Ministero dello Sviluppo Economico ha recentemente recepito le proposte di SGI per un progetto di dorsale regionale come parte della rete di trasporto nazionale e dei pezzi di collegamento tra la dorsale e vari bacini delle reti di distribuzione. Quindi molte cose stanno prendendo forma in modo più delineato e formale.

Il processo di metanizzazione della Sardegna va dunque visto all'interno dello scenario dell'attuazione della Direttiva sui combustibili alternativi, e un po' più a monte anche in ciò che sta per essere deciso con la nuova strategia energetica nazionale 2017 e con il Piano Energia e Clima 2030.

La spinta per la metanizzazione della Sardegna nelle politiche nazionali sta avvenendo tramite il recepimento della Direttiva sui combustibili alternativi sia a livello di norme, sia nell'atto di indirizzo (il QSN-GNL). Inoltre il tema dell'approvvigionamento di gas naturale tramite la logistica SSLNG delle utenze *off-grid* per l'industria e delle reti di distribuzione isolate riguarda tutto il paese e non solo la Sardegna.

Il Quadro Strategico Nazionale prevede uno scenario di sviluppo infrastrutturale per tutti i combustibili alternativi, ma in particolare per il GNL e il gas naturale compresso (GNC). Le due cose vanno lette insieme, perché una quota rilevante del forte sviluppo del GNC come combustibile nel trasporto leggero, prevista dal QSN, passerà tramite la logistica SSLNG. Quindi impianti presso i terminali, depositi, scenari di diffusione di camion e navi alimentati a GNL sono gli obiettivi di sviluppo infrastrutturale richiesti dall'attuazione della Direttiva sui combustibili alternativi. Nel QSN ci sono anche gli scenari di consumi di GNL: nel trasporto stradale pesante; la quota dei distributori di gas naturale compresso che potrebbero essere alimentati da depositi satellite di GNL; le possibilità di sviluppo nel trasporto marittimo; la sostituzione del consumo di prodotti petroliferi nell'industria *off-grid* e nelle reti locali isolate. La previsione complessiva del QSN-GNL per il 2030 è di una richiesta di 5,3 milioni di tonnellate di GNL all'anno (pari a circa 7,4 miliardi di Sm³ di gas naturale).

Ref-e compie un'attività di monitoraggio del mercato degli usi diretti del GNL, mercato ancora molto piccolo: nel 2015 sono state richieste circa 16.000 tonnellate di GNL dal circuito del downstream del GNL, che si traducono in circa 22 milioni di metri cubi, 20 ktep. Tra le utenze industriali *off-grid* una è in Sardegna, la Cooperativa Arborea.

Le infrastrutture previste dall'attuazione della Direttiva per i combustibili alternativi sono anche infrastrutture per la metanizzazione della Sardegna: interventi per facilities SSLNG presso i terminali esistenti, come quello OLT; e le iniziative per i depositi costieri in Sardegna. In Sardegna esistono cinque iniziative di cui tre a Oristano, una a Cagliari di Isgas (che recentemente si è attivata nei confronti dell'Autorità portuale), e quella

del Consorzio Industriale di Porto Torres. Ufficialmente collegata all'iniziativa di Oristano di HiGas c'è anche la realizzazione delle prime metaniere SSLNG che dovrebbero operare nel Mediterraneo.

Per la metanizzazione della Sardegna c'è, inoltre, il progetto di SGI già inserito nella programmazione nazionale, per il quale recentemente è stato attivato procedimento autorizzativo presso il ministero e presso la Regione per la VIA.

Ho provato a fare un elenco dei prossimi passi per le nuove politiche di metanizzazione della Sardegna: la definizione dello strumento attuativo preannunciato dal Piano regionale, con cui dovrebbe prendere corpo il dettaglio di ciò che dovrà essere fatto; l'aggiornamento del quadro dei bacini di distribuzione del gas; l'aggiornamento dell'accordo di Programma Quadro per indirizzare le risorse disponibili in base al nuovo disegno; gli interventi regolatori dell'Autorità; l'analisi costi/benefici per i progetti di depositi di GNL collegati alla rete dorsale; la regolazione tariffaria delle reti di distribuzione isolate.

Dal punto di vista quantitativo, poiché ci sono da fare delle scelte di natura infrastrutturale pubbliche e private circa gli investimenti proposti per realizzare la metanizzazione della Sardegna, segnalo qualche dato per inquadrare meglio l'attuale situazione. Secondo le stime di Ref-e, i consumi finali di energia della Sardegna nel 2015 sono 2.600 ktep. Sempre per il 2015, i consumi finali totali di prodotti petroliferi sono circa 1.500 ktep. Questo valore può essere considerato un punto di partenza per la valutazione del potenziale di penetrazione del gas naturale in Sardegna. Il Piano energetico regionale 2016 indica un potenziale di 500 milioni di metri cubi.

Si intravede qui però una criticità, probabilmente va fatto un ulteriore approfondimento su alcuni comparti chiave dei settori target di penetrazione del gas naturale. È necessario capire meglio quanto si potranno effettivamente sviluppare le reti di distribuzione e a quali condizioni. Anche la realtà dei consumi industriali di prodotti petroliferi in Sardegna necessita di maggiori informazioni rispetto a quelle oggi disponibili. Questi approfondimenti sono necessari per valutare meglio i volumi assorbibili a livello settoriale nella penetrazione del metano, e capire inoltre in questo processo quale potrà essere il ruolo della rete di trasporto e di distribuzione del gas naturale, e quale quello del *downstream* del GNL a piccola scala.

Il processo di metanizzazione della Sardegna, sia a livello nazionale che a livello regionale, va letto in base alle grosse sfide

delle politiche ambientali: il limite dello 0,5 globale per i combustibili marittimi e la possibilità di sfruttare le opportunità offerte dai regimi di aiuto di Stato a finalità ambientale nel settore navale, già utilizzate con gli incentivi del ministero delle Infrastrutture per i camion alimentati a GNL. Ci sono degli esempi strategicamente molto interessanti, come la conversione a GNL delle navi in Finlandia, a cui l'Italia potrebbe guardare per fare qualcosa di significativo in una chiave strategica di sviluppo sostenibile della Sardegna.

C'è poi il tema delle politiche industriali, che riguarda il come valorizzare la filiera industriale manifatturiera italiana legata alle tecnologie del *downstream* del GNL. A livello regionale va interpretato al meglio l'approccio integrato energetico industriale ambientale, perché la Sardegna potrebbe diventare un laboratorio non solo per la metanizzazione, ma soprattutto un luogo cui puntare in modo significativo per creare meccanismi di sostegno utili ad accelerare la conversione della flotta navale e dei traghetti a partire da quelli per i collegamenti interni. Si tratta di un terreno che dovrebbe essere privilegiato, ma può valere anche per i trasporti terrestri, come avviene già in alcune regioni che aiutano la realizzazione dei distributori a GNL. Le soluzioni migliori per la metanizzazione della Sardegna si trovano se si creano sinergie nelle prospettive di sviluppo degli usi del gas naturale in tutti i settori.

Ci sono, infine, le politiche di sviluppo per il tessuto industriale della Sardegna, che devono individuare cosa può offrire la metanizzazione.

Ref-e ha attivato l'Osservatorio sugli usi finali del GNL, sul sito web (<<https://www.ref-e.com/it/expertise/osservatorio-gnl>>) ci sono delle informazioni di base pubbliche sui distributori, sulle utenze *off-grid*, sullo stato di avanzamento delle iniziative infrastrutturali. È stato lanciato un progetto per il 2017 che prevede un approfondimento sulla metanizzazione della Sardegna. L'incontro di oggi, qui all'AREL, costituisce quindi un'occasione per ascoltare suggerimenti, osservazioni, o quant'altro, e verificare insieme alcuni aspetti che ancora richiedono approfondimenti per aiutare a fare le scelte migliori.

DIEGO GAVAGNIN

Mi sono interessato del GNL fin dalla fine degli anni Novanta e, nel 2012, immaginando che il mercato degli usi diretti del metano liquido fosse ormai maturo per essere promosso con degli eventi, è nata ConferenzaGNL e poi ExpoGNL. Fin dall'inizio l'idea è stata che questo possa essere un mercato nuovo delimitabile, comprensibile e gestibile.

Ringrazio AREL per avermi invitato e Francesco Sanna che mi ha fatto conoscere direttamente la realtà industriale sarda. Infatti, sapendo che mi occupavo di GNL, nel 2014 mi ha invitato ad un convegno a Portovesme sullo sviluppo dell'isola, a seguito del quale ho cominciato a pensare fosse possibile metanizzarla con un modello *small scale GNL*. Dopo l'incontro a Portovesme ho visto Edgardo Curcio, scomparso da poco e che mi fa piacere ricordare qui, e gli ho parlato del convegno. Lui mi raccontò che nel 1969, quando era direttore studi dell'Eni, gli fu chiesto di progettare un impianto per Portovesme, da presentare in pochi giorni, con l'unica condizione che desse occupazione a 5.500 persone. Abbiamo poi visto come sono finiti questi progetti calati dall'alto.

In Sardegna, ma anche in altre parti del paese, nel Mediterraneo, in Africa, si può adesso pensare a un modello di sviluppo industriale energetico "dal basso", che realizzi prezzi moderati per il combustibile e che tuteli l'ambiente. Si tratta di mettere in moto dei processi economici e industriali che rispondano a una reale domanda di beni e servizi e che tengano conto delle specificità dei territori.

Qualche mese dopo quell'incontro, nella terza ConferenzaGNL, venne dall'Università di Shanghai il Prof. Weshen Lin a raccontare la metanizzazione della Cina, realizzata senza gasdotti. Quindici anni fa, infatti, sarebbe stato troppo costoso e lungo realizzarli e perciò si pensò di partire con il GNL distribuito con autobotti. Un territorio come la Cina, con dimensioni simili agli Stati Uniti, senza gasdotti ma con disponibilità sparse di giacimenti, ha iniziato da subito con la liquefazione per la distribuzione alle città e alle industrie. Un percorso che, sia pur nella diversità geografica e senza giacimenti locali, può adesso essere simile a quello che si appresta a fare la Sardegna, con approv-

vigionamenti garantiti da un certo numero di piccoli depositi costieri da collegare poi con adduttori e una rete centrale.

Il tema principale, a mio avviso, riguarda la capacità di mettere assieme tutti i pezzi della filiera, capire dove possono esserci problemi o ritardi e intervenire per tempo. In un incontro all'Interporto di Verona, un paio di anni fa, un grande flottista italiano si è rivolto a Iveco chiedendo un camion a GNL di maggiore potenza rispetto allo Stralis 330 CV allora sul mercato. Iveco prese appunti e chiese solo un po' di pazienza. Dopo neanche un anno arrivò sul mercato lo Stralis NP da 400 CV con autonomia da 1500 chilometri che adesso sta avendo un clamoroso successo. Se ne vendono decine al mese, un risultato che sta trascinando anche le stazioni di servizio: oggi sono sette, ne saranno inaugurate tre entro poche settimane, altre dieci nei prossimi mesi; l'Eni parte con un progetto per stazioni di servizio in nove interporti. A Piacenza, nel primo impianto di GNL aperto in Italia c'è la coda di camion e prossimamente ne aprirà un altro nella stessa area.

Nei trasporti terrestri il livello degli investimenti è basato sul costo dei camion e delle stazioni di servizio, chi compra i camion e chi pensa alle stazioni ragiona su centinaia di migliaia di euro. Il settore marittimo richiede un altro livello di investimenti, per i quali occorre uno sforzo maggiore; ma è già stato ben impostato dalle Amministrazioni interessate, che hanno messo a disposizione ingenti somme. Ai nostri armatori e alle realtà portuali è stato messo sul piatto un abbondante nutrimento, purtroppo però l'unico traghetto a GNL ordinato da un italiano sarà costruito in Turchia, e quando arriverà per operare nello Stretto di Messina non si sa dove potrà rifornirsi. La metanizzazione della Sardegna, urgente e che può contare già su una domanda certa costituita dai consumi delle reti cittadine, potrà accelerare il processo di infrastrutturazione del GNL, dando un contributo fondamentale a tutta la nuova logistica dell'intero Tirreno.

Il mondo del GNL di piccola taglia vive in questi anni il tema fondamentale della standardizzazione delle soluzioni tecniche e quindi risulta ideale una situazione come quella della Sardegna in cui si potranno declinare, nello stesso contesto territoriale e amministrativo, tutti gli utilizzi diretti del metano liquido. A iniziare dalle reti cittadine alimentate con piccoli serbatoi riempiti da autobotti, magari presi in leasing, e che poi si potranno utilizzare in altri paesi e contesti una volta arrivati i gasdotti.

C'è dunque un nuovo mercato da costruire per un combustibile alternativo ai tradizionali, molto più simile a quello della

distribuzione carburanti rispetto al *big GNL*. Lo *small scale GNL* non può sopportare le regole *take or pay*, i contratti ventennali e le indicizzazioni al petrolio, di cui si presenta come concorrente. Questo può determinare delle incertezze e richiedere un profondo cambiamento nella cultura dei grandi *player* del settore, abituati da oltre 50 anni a lavorare su mercati mondiali all'ingrosso per miliardi di metri cubi di gas naturale per fare elettricità. Adesso la taglia tipica di un deposito *small scale GNL* è sui 10 mila metri cubi, pari a 6 milioni mc di gas naturale. Comunque il processo di sostituzione del petrolio nei trasporti marittimi e del gasolio in quelli pesanti terrestri è avviato e si arriverà anche qui a qualche miliardo, anche se ci vorrà qualche anno.

In questa fase il punto centrale, a mio avviso, è il corretto dimensionamento di un deposito costiero del GNL che dipende soprattutto, in prospettiva, dal trend dei consumi marittimi. L'utilizzo maggiore nei prossimi anni avverrà per le navi da crociera, che operano su base settimanale. Quindi bisogna ragionare su un sistema che crescerà – come sta avvenendo a Barcellona e come si capisce dal bando per il deposito costiero di Marsiglia – con bettoline intorno a 7.500 metri cubi che si riforniranno di GNL nei depositi costieri per portarlo alle navi all'ancora. Questi sono gli ordini di grandezza cui gli operatori, che siano nuovi entranti o società petrolifere tradizionali, dovranno abituarsi a trattare.

Pochissimi anni fa, Liqueigas ha cominciato ad alimentare con il GNL le industrie isolate, lontane dai gasdotti e più sensibili alla tutela ambientale, diventando rapidamente leader del settore. Poi è sceso il prezzo del petrolio che ha rallentato in generale la penetrazione del GNL, che però torna adesso perché il driver ormai non è più il prezzo ma l'ambiente. Inoltre il prezzo del petrolio non salirà più oltre i livelli attuali. Le società di trasporto, pressate dalla grande distribuzione alimentare oggi molto attenta all'intero ciclo di vita del prodotto, chiedono camion che non inquinino e che possano andare dappertutto, e l'ideale sono quelli a GNL che non emettono poveri sottili. Per il settore marittimo si pensava fino a un anno e mezzo fa che il GNL si sarebbe sviluppato partendo dai traghetti, con percorsi punto a punto che facilitano i rifornimenti, invece Costa Crociera ha bruciato tutti partendo con il GNL per le grandi navi da crociera. E questo per caratterizzare di verde i viaggi per mare.

La Sardegna presenta una situazione particolarmente favorevole, perché anche se ha consumi bassi, questi sono sufficienti per lo start up. Se si inizia standardizzando serbatoi da mille,

mille e cinquecento metri cubi – qui c'è un importante ruolo potenziale di indirizzo dell'Amministrazione regionale – da collocare nei vari siti, aggiungendone altri all'aumentare della domanda si innesca un meccanismo virtuoso, al costo più efficiente. Se invece si partisse da un grande rigassificatore che lavorerebbe a regime solo pochi giorni all'anno si rischierebbe un nuovo fallimento, perché il suo grande costo dovrebbe essere speso da tutta la filiera.

In ogni caso adesso bisogna concentrarsi sulla domanda. Ad esempio, se la Regione decidesse che il trenino pubblico sardo anziché muoversi con il diesel deve muoversi con il GNL, potrebbe favorire la nascita in Sardegna di una industria delle locomotive a GNL, come si sta facendo in Spagna. Poi, oltre alle grandi navi e ai camion a solo GNL ci sono i sistemi di *retrofitting* e di sostituzione dei motori non solo per i camion ma anche per i pescherecci. Da tutto questo potrebbe derivare un indotto industriale manifatturiero che avrebbe anche il merito di migliorare la qualità dell'ambiente, per fare della Sardegna un'isola verde.

INTERVENTI

ALBERTO BIANCARDI

Grazie a Franci per aver focalizzato bene il perimetro della discussione: la metanizzazione della Sardegna deve essere vista come parte di un'attività più ampia, che includa ad esempio il trasporto navale e il trasporto terrestre. Come rappresentante dell'Autorità penso che quando si ragionerà della separazione contabile ad esempio, citata da Franci, dell'analisi costi/benefici, inevitabilmente quanto più la base di consumo sul gas riuscirà a essere ampia, tanto più facile sarà dimostrare che il tutto è conveniente e quindi non sarà necessario attingere a strumenti che di fatto sono dei sussidi che arrivano dall'altra parte del paese.

ELIO RUGGERI

Tenterò con il mio intervento di inquadrare il tema della metanizzazione della Sardegna nel *framework* più generale dello sviluppo del cosiddetto mercato *Small scale LNG* (SSLNG). Osservando le stime del potenziale sviluppo dei consumi sul mercato SSLNG italiano si scopre che esso varrà nel 2030 circa quattro miliardi di standard metri cubi, di cui il trasporto terrestre rappresenta circa il 60%, quello marittimo il 20%, 5% l'industriale *off-grid* e 15% la Sardegna.

Oggi si sta alimentando la crescita del mercato *small scale* facendo affidamento principalmente sui terminali di rigassificazione *large* di Barcellona e di Marsiglia (in parte di Rotterdam). I suddetti terminali hanno due importanti limitazioni nel sostenere la crescita prevista della domanda *small scale LNG* italiana: sono contingentati (più Marsiglia di Barcellona) e servono in gran parte i mercati locali (Spagna e Francia). Purtroppo in Italia non c'è la possibilità di sviluppare dei punti logistici primari facendo leva sulle forniture GNL italiane, perché a causa di ragioni storiche in Italia ci sono tre terminali, due dei quali sono *off-shore*, mentre il terzo ha molte limitazioni in ragione dei vincoli ambientali di Portovenere.

Pertanto lo sviluppo dello *small scale LNG* italiano su volumi significativi passa attraverso lo sviluppo delle infrastrutture logistiche necessarie a rendere disponibile *on-shore* il GNL importato, ossia già nella disponibilità nazionale. Quindi è innanzitutto necessario sviluppare i depositi costieri e le bettoline, tali infrastrutture dovranno essere di una scala adeguata a consentire lo sfruttamento delle economie di scala.

Edison oggi è l'unico operatore in Italia ad avere un contratto di importazione di lungo termine di GNL presso il terminale *off-shore* di ALNG a Rovigo; ha quindi avviato un progetto che prevede la contrattualizzazione di una bettolina adeguata a caricare LNG a Rovigo e dei primi due depositi costieri, uno a Ravenna e uno in Sardegna.

La Sardegna ha due particolarità: anzitutto una domanda velocemente servibile, perché sostitutiva dei combustibili più pesanti oggi in uso nel settore industriale e residenziale. Non occorre, difatti, aspettare il trend di crescita dei camion a GNL o

la sostituzione della propulsione navale per consentire il rispetto dei limiti previsti dalla normativa IMO. Ha poi la necessità, in quanto isola, di depositi costieri come fonte di approvvigionamento. I depositi costieri possono essere uno strumento di avvio della metanizzazione della Sardegna anche in assenza di una rete gas e, successivamente, se integrati con dei mini-rigassificatori, possono anche alimentare una rete come quella proposta SGI.

Come visto nella presentazione di Franci, in Sardegna esistono una serie di progetti e proposte che non dovrebbero alimentare una logica di competizione, dato che la competizione non sussiste: tutti i progetti presentati sono utili e necessari alla metanizzazione della Sardegna. Il primo motivo è che i volumi sardi previsti – circa cinquecento milioni al 2030 – sono superiori alle capacità della somma dei progetti presentati; il secondo motivo è che in Sardegna sarà necessario disporre anche di capacità di modulazione, in quanto bisogna servire la stagionalità dei consumi residenziali nonché garantire la continuità della fornitura. La catena logistica dello *small scale* finalizzato alla metanizzazione – che carica GNL in un deposito costiero su un terminale di rigassificazione, fa il proprio tragitto, arriva al deposito costiero e scarica – crea un'incertezza maggiore rispetto a una normale tradizionale fornitura via tubo. Quindi la modulazione e la sicurezza richiedono capacità aggiuntive rispetto a quanto necessario alla copertura dei volumi consumati annualmente. È dunque importante che si facciano i depositi costieri a Oristano e a Cagliari perché essi in realtà non saranno sufficienti a coprire i fabbisogni di modulazione e di domanda del sistema.

Ma l'urgenza richiede un quadro autorizzativo e regolatorio chiaro. Il decreto di recepimento della DAFI ha chiarito alcuni punti ma ne ha aperti altri. Infatti ha affermato che i depositi costieri in Sardegna devono essere regolati, cambiando così un po' la prospettiva dell'investitore: Edison nella valutazione di questo investimento ha guardato al mercato, a un investimento *merchant*.

Credo che lo spazio per fare più impianti di stoccaggio in Sardegna ci sia, ma perché decida di investire all'investitore devono essere chiare le condizioni regolatorie al contorno, siano esse legate all'accesso o alla tariffa. L'approccio di un investitore può in effetti essere quello di un investimento stile regolato, Snam, non interessato all'utilizzo della capacità, ma può essere anche quello di un investimento interessato ad avere accesso a quella capacità. Bisogna dunque chiarire qual è il perimetro entro il quale lo sviluppo della regolazione evolverà in Sardegna.

Nei giorni scorsi è stato annunciato l'avvio dei lavori sulla regolazione successiva alla DAFI che deve avvenire molto urgentemente in quanto pre-condizione per poter valutare nella sua interezza la decisione degli investimenti in Sardegna.

Un altro tema che sta emergendo con sempre maggior chiarezza è la mancanza di un quadro normativo di dettaglio chiaramente definito: procedure e regolamentazioni nei porti, procedure per consentire il bunkeraggio e lo *ship to ship transfer*, l'uso del GNL come combustibile in aree portuali e in fase di accosto o distacco, procedure doganali, linee guide per la sicurezza (si tratta di impianti in Seveso), sono tutte in corso di definizione.

In merito a tali tematiche e per favorire un rapido sviluppo della metanizzazione in Sardegna e del mercato *small scale LNG*, Edison raccomanda che queste regolazioni siano fatte con attenzione alle *best practice* internazionali oggi già esistenti e senza oneri aggiuntivi che potrebbero gravare in maniera insostenibile sugli investimenti. Soprattutto in Sardegna ci si confronta con una sostituzione dei combustibili oggi molto competitivi per effetto di uno scenario del prezzo basso dell'olio. E quindi gravare di oneri non strettamente necessari la catena logistica già più onerosa che in altri paesi dai terminali di rigassificazione fino ai depositi costieri rischia di diventare un *vulnus* a un rapido sviluppo del GNL come prodotto sostitutivo degli altri combustibili.

Non per ultimo va evidenziato che è importante favorire la conversione da prodotti combustibili ambientalmente più gravosi al GNL; tuttavia con alcuni di essi, nello scenario attuale, non è possibile una competizione sul prezzo dato il basso valore di mercato del prodotto (ad esempio il BTZ all'1% di zolfo) e pertanto assume un ruolo fondamentale l'evoluzione della normativa ambientale.

FEDERICO FRASSI

SGI sta attivamente lavorando, ormai da diverso tempo, e negli ultimi mesi molto concretamente, per la metanizzazione in Sardegna: la settimana scorsa sono state avviate formalmente le procedure di Valutazione d’Impatto Ambientale e di Autorizzazione Unica per la dorsale della regione Sardegna. Per la precisione, per una serie di considerazioni attinenti da una parte all’articolazione della domanda nell’isola e dall’altra all’approccio *bottom up* circa le opzioni di *supply* da implementare, è stato deciso di avviare e di dar seguito concretamente al piano di metanizzazione dalla parte Centro-Sud, l’area fra Cagliari, il Sulcis e Oristano, area in cui si stanno sviluppando dei progetti di depositi costieri, come ci è stato oggi confermato dai diversi interventi.

Commentando alcune sollecitazioni dei precedenti relatori, confermo che certamente la Sardegna offre un’opportunità eccezionale per poter realizzare un progetto di metanizzazione o, meglio, di “energizzazione”, in un momento storico in cui il futuro dell’energia ha preso una strada nuova e diversa dal passato. L’Italia, per grandi capacità o per pura buona sorte, si ritrova oggi con un sistema energetico totalmente all’avanguardia: idro, rinnovabili e una generazione a gas costituiscono il mix energetico del futuro. Da questo punto di partenza si può immaginare la Sardegna come il prossimo passo dell’evoluzione di un sistema energetico nazionale già all’avanguardia, in cui la penetrazione delle rinnovabili, uno dei cardini del piano energetico regionale, può essere ulteriormente supportata da una generazione elettrica a gas flessibile e compatibile con le caratteristiche delle stesse rinnovabili: intermittenza e non dispacciabilità.

SGI, dunque, intravede la possibilità di sviluppare un’infrastruttura pensata in modo intelligente, là dove serve, viste le prospettive di consumo (sono stati citati i 500 milioni di metri cubi che includono una fetta di una potenziale domanda termoelettrica e quindi con un proprio punto di domanda) con una base di domanda sufficiente per giustificare questo genere di investimento.

Passando ora al lato alimentazione. L’opinione su quale sia la taglia giusta di deposito GNL: 1000 metri cubi o i 140.000 metri

cubi coerenti con la dimensione standard di una metaniera all'ingrosso, varia a seconda di chi risponde alla domanda. Ad esempio, nel caso del trasportatore, SGI ha fatto una valutazione che individua, per soddisfare la domanda sarda a regime, ossia al 2030, un bisogno complessivo di 70/90.000 metri cubi di capacità di stoccaggio in depositi GNL. Quindi, tutti i progetti in corso hanno "mercato". È poi sicuramente indispensabile, per motivi di sicurezza e di stabilità della rete, avere una concentrazione di depositi intorno ai 30.000 metri cubi dislocati in un paio di punti sull'isola che – da un punto di vista fluido-dinamico – permettano di soddisfare la domanda di 500 milioni di metri cubi e anche maggiore, qualora ci fossero degli sviluppi nei consumi.

C'è poi un altro capitolo, che non riguarda strettamente il trasportatore, ma più in generale i costi e i benefici. Non dobbiamo dimenticare che il *GNL small scale* è certamente una delle direzioni di espansione futura del mercato del gas, ma è anche il gas che arriva laddove non può arrivare in altri modi, e quindi è strutturalmente il segmento "premium" del combustibile gas, ossia è il gas che costa di più: se un metro cubo di gas derivante da GNL all'ingrosso costa cento, un metro cubo di gas derivante da *GNL small scale*, che si addossa quindi i costi di *reloading*, di trasporto secondario via bettolina, costerà dal 50 al 100% in più, diciamo in concreto circa il 60%. Quindi il costo materia prima per l'utente o per l'industria sarda alimentata con gas che viene da *GNL small scale* è di un certo tipo, se alimentata da GNL all'ingrosso il costo sarà molto inferiore. Passare dai 70-90.000 metri cubi di stoccaggio (individuati come necessari da SGI) ai 140.000 metri cubi che permettono l'accesso diretto al mercato all'ingrosso del GNL, nel quadro dei costi complessivi per la metanizzazione dell'isola non comporta investimenti incrementali significativi e gli impatti economici, in termini di riduzione di costo della materia prima, sono molto importanti.

Ciò che è importante per la Sardegna è preservare la diversità degli operatori, perché la realizzazione della rete di trasporto traccia un percorso chiaro, ma metà dell'isola non sarà mai servita dalla rete e a questo va aggiunto tutto il traffico di bunkeraggio che è comunque una fonte importante di domanda. Quindi la domanda *off-grid* c'è e ci sarà e qualsiasi sia la soluzione finale è importante che essa preservi la vitalità, la diversità degli operatori che in questo momento sembrano affacciarsi a questo progetto di metanizzazione.

GIUSEPPE DEROMA

Sono l'amministratore di Isgas, la società che ha costruito e cofinanziato le reti gas a Sassari, Oristano, Nuoro, Cagliari, Quartu S. Elena, Quartucciu, Settimo San Pietro, Sinnai e Monserrato. Isgas, ad esclusione della rete della città di Sassari – ceduta al gruppo Hera –, sta esercendo queste reti alimentate ad aria propanata. Nel prossimo futuro Isgas deve costruire le reti gas nelle città di Carbonia e Selargius. Complessivamente, questi Comuni dove Isgas è concessionaria, hanno una popolazione superiore a 450 mila abitanti. Da ventitré anni Isgas sta dietro alle problematiche della metanizzazione della Sardegna. Costantemente abbiamo pensato di poter fare il nostro mestiere di concessionari in un contesto di imminente metanizzazione dell'isola. Abbiamo percepito come possibile la costruzione del grande rigassificatore programmato dalla Regione Sardegna nell'area industriale di Porto Torres nella prima metà degli anni Novanta; abbiamo assistito all'abbandono di tale progetto. Abbiamo creduto alle tempistiche stabilite per l'arrivo del metano dall'Intesa Istituzionale di Programma siglata tra Stato e Regione. Ci facemmo convincere che la soluzione potesse essere quella ipotizzata con il gasdotto GALSI. Purtroppo, abbiamo dovuto constatare che, una a una, tutte queste ipotesi venivano meno. È a quel punto che ho realizzato che il mio era diventato un mestiere per amatori. Occuparsi di metanizzazione in Sardegna è mestiere molto complicato. Promuovere l'uso delle reti pubbliche del gas senza metano è stato indubbiamente molto difficile. Queste difficoltà sono state ulteriormente amplificata perché si è intervenuti in centri urbani ove il tessuto edilizio non era predisposto né pensato per recepire una fonte energetica a rete. In una condizione dove tutto era molto più difficile rispetto ad altre parti d'Italia – si pensi solo alle condizioni di scarsa concorrenzialità sulla possibilità di acquistare il GPL –, si inseriscono anche situazioni che fanno di beffa. Mi riferisco al differente regime IVA al quale vengono sottoposti i consumi di GPL dell'utente sardo rispetto a quelli a metano dell'utente sul resto d'Italia. Com'è noto, chi oggi consuma metano per i primi 480 metri cubi (pari al consumo medio anno di un utente in Sardegna) paga l'IVA con aliquota al 10%. Se, come nel caso dell'utente sardo, si consuma GPL e non

metano e si dichiara di volersi servire la fonte energetica per il riscaldamento dell'abitazione viene applicata un'aliquota IVA del 22% all'intero consumo, compreso quanto usato per uso cucina e produzione di acqua sanitaria. Va considerato che l'utente sardo che usa il gas in rete paga già il 30-35% in più rispetto al consumo a metano nel resto del paese.

Da sempre Isgas ha creduto nella metanizzazione della Sardegna: ha infatti investito oltre cento milioni di euro di soldi propri per costruire le reti cittadine in alcuni comuni della Sardegna. Con il venir meno di tutte le soluzioni che, nel tempo, prefiguravano la metanizzazione della Sardegna, abbiamo maturato la convinzione che non rimanesse altra strada se non quella di pensare a un approvvigionamento diretto del metano. Recentemente abbiamo proposto, in un'area localizzata nel Porto Canale di Cagliari, il progetto per la costruzione di un mini rigassificatore di GNL in grado di garantire il metano necessario per alimentare le reti costruite da Isgas. Partendo dal fatto che, nell'area metropolitana di Cagliari, abbiamo circa seicento chilometri di reti connesse, attualmente alimentate da un unico punto di adduzione ad aria propanata, si è pensato di passare all'uso del metano derivato dal mini rigassificatore.

Abbiamo rapportato questa idea di approvvigionamento del metano in Sardegna anche con quanto proposto dalla SGI per le reti di trasporto del gas.

Isgas ha ipotizzato di servire le sue reti di distribuzione collegandosi al metanodotto proposto da SGI. Pensiamo che, così facendo, Isgas possa mettere in piedi un pezzo importante della metanizzazione della Sardegna. Questo in linea con le recenti regole in materia. Quindi un rigassificatore di GNL funzionale a un sistema di reti isolate che alimenta la rete di trasporto (definita, recentemente, parte del sistema dei metanodotti nazionali) dalla quale fare lo spillamento del metano da immettere nelle reti di distribuzione esistenti.

Questo sistema potrà esistere se totalmente incardinato nel sistema regolatorio per l'approvvigionamento, il trasporto e la distribuzione del gas naturale. Spero che tutto questo venga confermato dagli organismi competenti.

Prevalentemente, l'ottica con la quale Isgas vede il tema della metanizzazione della Sardegna è quella che focalizza l'attenzione sui consumi degli utenti civili. Se non decolla l'utenza civile sarà molto improbabile che decolli quella industriale. L'utenza civile decolla solo ed esclusivamente se si riesce a far rientrare la costruzione delle reti cittadine nel meccanismo regolatorio.

RITA CAROSELLI

Come Associazione abbiamo lavorato insieme a Diego Cava-
gnin fin dall'inizio per garantire lo sviluppo della distribuzione
del GNL, seppur con due ruoli diversi. L'Assogasliquidi conta
attualmente circa quaranta aziende che stanno investendo o
hanno investito sullo sviluppo del GNL. Alcuni dei progetti pre-
sentati in Sardegna sono degli associati di Assogasliquidi. Rin-
graziao ancora una volta l'ingegnere Dialuce che ha con attenzio-
ne e competenza individuato i bisogni del settore del GNL
nell'Osservatorio sul GNL, trasferendo poi nel recepimento della
direttiva DAFI i dati più importanti.

Molte aziende che fanno parte dell'Associazione stanno inve-
stendo in Sardegna, altre sul territorio. La Sardegna può essere
proprio un punto di partenza per dimostrare che il GNL funziona
e può funzionare e può costituire una cassa di risonanza per il
resto d'Italia: si tratta di un mercato importante soprattutto per
gli usi domestici ma anche per lo sviluppo marittimo. Il GNL,
infatti, va sviluppato per tutte le filiere: per i trasporti l'Associa-
zione ha lavorato con Iveco facendo grandi passi avanti. Per l'ali-
mentazione a GNL delle reti assume rilievo il quadro regolatorio
che verrà definitivo dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas e,
in questo, l'Associazione fornirà a AAEGSI il suo contributo tec-
nico per uno sviluppo armonico dei relativi sistemi tariffari.

FRANCESCA MEDDA

Inizio questo mio intervento precisando che non sono un esperto – nel vero senso della parola – di metano, ma quattro anni fa arrivò sul mio tavolo a Londra un progetto interessante, con caratteristiche diverse da quello che la Regione Sardegna stava immaginando in quel momento, ossia il gasdotto da Piombino a Olbia. Ero stata invitata a verificare la fattibilità finanziaria di un progetto alternativo. In quel periodo la Sardegna non aveva ancora un nuovo Piano Industriale Energetico. Il progetto che mi era stato trasmesso era semplice perché riguardava depositi costieri di piccole dimensioni; era quindi diversissimo dal possibile progetto del gasdotto che avrebbe implicato un significativo impegno finanziario. Ci lavorai per far sì che si potesse, per i possibili investitori sia pubblici sia privati, capire l'approccio, ma soprattutto apprezzare i punti di forza del progetto. Sintetizzai l'approccio come S.M.A.R.T – acronimo esemplificativo dei cinque pilastri secondo me essenziali dell'idea. La prima lettera, S come SARDEGNA e SVILUPPO, perché il progetto, puntando sull'energia, cercava di focalizzarsi su un punto chiave dell'economia sarda: la riduzione del prezzo dell'energia per il rilancio del settore industriale e agricolo. La riduzione del costo energetico in Sardegna infatti, può determinare fondamentali indotti diretti (crescita economica) e indotti indiretti (decrescita della disoccupazione). M come MODULARE, il progetto essendo strutturato attraverso moduli di progetto abbassava il rischio finanziario, quindi assicurava l'intervento del privato. A come ADATTABILE, poiché l'idea era quella di formare un sistema adattabile al contesto sardo creando un'integrazione e un effetto finanziario moltiplicativo su altri ambiti infrastrutturali. R come RINNOVABILE; uno studio nella rivista specializzata «The Electricity Journal» dimostra come le fonti di energia rinnovabili saranno sostenibili finanziariamente e si avrà un maggiore sviluppo di queste, se si considerano, nel periodo di transizione, sistemi di produzione ibrida attraverso l'uso del *natural gas*. T come TRASPORTI: con il progetto la Sardegna sarebbe potuta diventare il fulcro per bunkering marittimo in relazione alle nuove legislazioni IMO.

In effetti, i progetti esistenti o programmati per l'Italia sono spesso di grandi dimensioni, mentre questo progetto avrebbe

potuto avere caratteristiche diverse. Così, in Sardegna si sarebbe potuto realizzare un progetto pilota che poteva essere portato in altre parti del mondo proprio per i suoi aspetti innovativi: collegare la parte energetica alla parte industriale e anche alla parte marittima. L'obiettivo finale sarebbe dunque potuto essere trasformare la Sardegna in un reale hub per tutto il movimento all'interno del Mediterraneo. Concludo osservando che le regolamentazioni arriveranno nel breve periodo, i prodotti e beni di consumo saranno sempre più movimentati con mezzi sempre più rinnovabili e dunque la Sardegna potrebbe avere una posizione strategica. Adesso bisogna agire.

MARCO LUONGO

Sin dalla metà degli anni Novanta Iveco, oggi Brand di CNH Industrial, e in generale il gruppo Fiat hanno investito molto sullo sviluppo di applicazioni motoristiche alimentate a gas naturale.

Tale strategia ha reso Iveco leader indiscusso a livello europeo sia per il trasporto passeggeri, sia per il trasporto merci per le alimentazioni a Gas Naturale.

Il recente lancio di Iveco Stralis nella gamma *truck* con il nuovo motore alimentato a GNL da quattrocento cavalli – già premiato da centinaia ordinativi – testimonia la grande attenzione dell'azienda verso soluzioni che consentano una riduzione delle emissioni inquinanti e dei costi di esercizio per gli operatori del settore.

Le prospettive di metanizzazione della Sardegna sono guardate, dunque, con grande interesse da Iveco. Al tempo stesso, affinché ci sia un mercato nel settore dei veicoli industriali e degli autobus alimentati a gas naturale è necessario lo sviluppo delle infrastrutture per l'approvvigionamento, stoccaggio e distribuzione di tale carburante. In questo senso, l'approccio della Direttiva DAFI per lo sviluppo delle infrastrutture per i carburanti alternativi in Europa rappresenta un passaggio strategico anche per la Sardegna.

Iveco, infine, segue con grande attenzione la possibile realizzazione di un hub portuale specializzato per il GNL e la relativa apertura della stazione di Villacidro, poiché potrebbe favorire l'utilizzo del GNL per autotrazione, anche mediante la trasformazione in GNC.

Per favorire la diffusione di autobus per il trasporto pubblico alimentati a GNC, sarebbe importante che le principali aziende di trasporto pubblico locale in Sardegna – AST, CTM Cagliari – si dotassero di stazioni di rifornimento per metano all'interno dei propri depositi.

DARIO SORIA

Dirò subito che la centralità della logistica, in particolare quella dei depositi costieri, è a mio avviso lo snodo indispensabile per lo sviluppo del GNL. Ciò per i vantaggi che la logistica costiera presenta per quanto riguarda la flessibilità, la polifunzionalità, le possibilità di adattarsi con dimensioni adeguate. È pur vero che il quadro regolatorio di settore è favorevole dopo la DAFI, ma è altrettanto vero che si combatte tutti i giorni con tanti interrogativi sull'effettiva e rapida attuazione della riforma portuale, su questioni doganali e fiscali sul ruolo e la regolamentazione dell'Autorità... Se si vuole sviluppare la filiera – le associazioni, i rigassificatori, gli impianti *small scale* e anche i soggetti armatori che hanno le bettoline che potrebbero avere un ulteriore ruolo oltre tutta la filiera costiera – occorre considerare la piccola e funzionale logistica energetica proprio come il cuore di tutto. Quindi, quando si immagina lo sviluppo delle infrastrutture e di tutta la filiera è giusto partire dai depositi costieri come snodi fondamentali. Se si riuscisse a fare ciò in tempi veloci il GNL potrebbe davvero costituire un vantaggio competitivo in Italia in un settore che sta perdendo tanta competitività, inserendosi in molti ambiti come il trasporto pesante, il bunkeraggio marino e altri. Se dal punto di vista della regolamentazione, della burocrazia e, in generale, da parte di tutti gli attori pubblici e privati si acquisisce la consapevolezza dell'importanza del contributo di ognuno di noi per lo sviluppo della Sardegna e dell'intero paese, probabilmente da incontri come quello di oggi può rafforzarsi la consapevolezza di come il settore del GNL sia strategico per lo sviluppo della competitività dell'Italia.

ANDREA STEGHER

Certamente molto è stato discusso per la metanizzazione della Sardegna ma voglio sottolineare, come già fatto stamattina nell'incontro con il Ministero dello Sviluppo Economico, che il GNL è sicuramente la soluzione a oggi per la Sardegna e la Snam sta lavorando per la possibilità di integrare e migliorare il progetto di dorsale in termini di flessibilità, sicurezza per far in modo che la Sardegna possa beneficiare del metano fin da subito. Questo ovviamente in termini di flessibilità, di modularità, di scalabilità e in termini di un consumo di lungo termine: parlare, infatti, di metano per autotrazione pesante, per motori marini non ha alternative visibili ad oggi nel lungo termine. Quindi la Sardegna può essere un ottimo pilota e la Snam sta lavorando sullo *small scale* da tempo poiché è un tema che ben si intreccia con l'impegno che Snam sta approfondendo già nell'ambito del trasporto leggero sul CNG (Compressed Natural Gas, ovvero metano per autotrazione). Insomma, Snam c'è sulla metanizzazione della Sardegna ed è ben disponibile a far sì che il progetto sia integrato al meglio nella rete nazionale.

CONCLUSIONI

FRANCESCO SANNA

Non escludo che DAFI e l'attuale apparato normativo nazionale in materia di gas metano – che si modernizza con la liberalizzazione del mercato avvenuta ad opera del decreto legislativo 165 del 2000, il quale porta il nome dell'allora ministro dell'Industria Enrico Letta e che venne alla luce con la collaborazione preziosa di Fabio Gobbo, direttore della sua segreteria tecnica – siano tutto ciò che serve per una sfida industriale, ambientale, tecnologica, economica come la metanizzazione della Sardegna.

Forse però non basta. Da autonomista penso che l'attuale e giusta disciplina è forse più che sufficiente per l'Italia, ma vada modulata diversamente per un "quasi continente" come la Sardegna. Si tratterebbe del primo mercato che sostiene e anticipa la nuova esperienza tecnologica del gas naturale liquido in un territorio che non ha conosciuto il metano compresso dei gasdotti.

La Sardegna non ha avuto un rapporto buono con il mare. Diversi millenni di invasioni hanno causato una paura interiore nei confronti del mare, ma nel giro di poche generazioni questo rapporto è cambiato nel subconscio collettivo. Ciò che non è cambiato completamente è il rapporto con l'industria del mare, cioè la logistica (i porti), il trasporto navale e le sue infrastrutture. A Cagliari c'è il porto da cui parte il collegamento quasi quotidiano con Civitavecchia e altre rotte mercantili; da qualche anno la città è diventata approdo delle navi da crociera (anche cinque contemporaneamente, con migliaia di passeggeri ciascuna); vi è pure un porto-container, per il grande traffico di *transshipment*. Insomma, Cagliari è un luogo di traffici marittimi commerciali significativo, ma... a Cagliari non c'è il bunkeraggio per le navi, cioè l'infrastruttura per il rifornimento del combustibile.

Il bunkeraggio non c'è nemmeno a Olbia, non c'è a Porto Torres: è come se la Sardegna fosse una grande città sull'Autostrada del Sole e non ci fosse un rifornitore di benzina e di gasolio. È questo il rapporto della Sardegna con il mare come industria.

A mio avviso la politica può intervenire con due sistemi normativi uno diverso dall'altro: una legge ordinaria e una norma di attuazione dello statuto per aiutare la politica industriale del mare, dei trasporti e quindi anche della libertà di circolazione

delle persone e delle merci. Sono presenti oggi qui all'AREL il direttore generale del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, gli operatori delle società armatoriali che lavorano nel settore del trasporto delle cose e delle persone ai quali comunico che c'è un'unica proposta di legge depositata in Parlamento che prevede cosa si debba fare alla fine della convenzione per la continuità territoriale marittima attualmente in vigore. Essa indica, fra i criteri di scelta dell'operatore o degli operatori che per i successivi otto-dieci anni faranno il trasporto da e per la Sardegna via mare con una sovvenzione in cambio dell'onere di servizio pubblico, la disponibilità di navi a bassa emissione di inquinanti, con motori che utilizzino il GNL. Quindi la Sardegna – l'isola che oggi non può rifornire le navi –, per contrappasso, si potrà o dovrà trasformare in una piattaforma di distribuzione di GNL per le navi nel Mar Mediterraneo.

Questo ci riporta al tema della rivoluzione industriale del GNL (tecnologia innovativa e velocità di realizzazione) e ai vantaggi per i consumatori che risiedono in Sardegna, i cittadini e le imprese che consumano energia. Anche nell'industria agroalimentare c'è un possibile uso del GNL, ad esempio nella catena del freddo. Il primo e unico attuale utilizzatore di GNL in Sardegna si chiama Arborea ed è la più grande cooperativa di produzione lattiero-casearia vaccina della Sardegna, con partecipazioni e interessi anche in altre società nella penisola.

Insomma, c'è un tema che riguarda i consumatori in Sardegna (imprese e famiglie) e la loro parità di diritto in quanto tali in un mercato regolato come quello del metano. La mancanza del metano in Sardegna comporta un onere aggiuntivo per avere energia. E non solo perché gli altri combustibili per l'energia termica hanno un costo maggiore o perché vi è un uso più massiccio dell'elettricità. Una parte di quest'onere aggiuntivo – lo ha spiegato poc'anzi l'amministratore delegato di Isgas – riguarda la politica fiscale dello Stato: le accise e l'IVA più alta sul GPL e l'aria propanata rispetto al metano. Contabilizzato, il gap economico sul sistema Sardegna ha un valore tra i trecento e i trecentocinquanta milioni di euro all'anno. E allora il criterio inserito nella disciplina DAFI, cioè la valutazione dei costi/benefici per il finanziamento tramite bolletta o il cofinanziamento tramite bolletta della infrastruttura per il metano in Sardegna, è stato oggetto del parere reso dalla Camera al Governo in sede di emanazione del decreto attuativo. Questi costi/benefici vanno valutati nella loro ampia complessità economica e sociale che riguarda anche questa voce, l'onere aggiuntivo che va rimosso. Non va

considerato dunque solo il rapporto tra il costo dell'infrastruttura, i margini economici e i numeri delle utenze, ma va fatto un ragionamento più ampio, come il legislatore ha invitato a fare.

Regole, quindi, le più chiare possibile. È stato detto che per l'imprenditore devono essere chiare le cornici normative, se sono sufficienti. Altrimenti vanno completate, se non lo sono. Ci sono aspetti che riguardano le norme doganali, marittime, di sicurezza che vanno certamente considerati.

È stato poi detto che vi è ancora un uso esagerato in Sardegna di un combustibile sporco, il BTZ, olio combustibile a basso tenore di zolfo. Il basso tenore di zolfo di questo olio combustibile è l'1%. È da notare che dal 2020, le navi che attraversano il mediterraneo non dovranno usare combustibili con più dello 0,50% di zolfo. Per me ciò significa che non si può tollerare a terra, in mezzo alle comunità, un impianto più inquinante di una nave che naviga in alto mare.

A mio avviso dunque bisogna abbattere l'1% fino al massimo dello 0,50% della presenza di zolfo nei combustibili per l'energia termica, con una norma che realizzi lo "spiazzamento" fiscale del BTZ, magari gradualmente, per tutta la fase transitoria di realizzazione delle infrastrutture del metano in Sardegna.

Sarà poi giocoforza fare una riconversione rapida a metano anche delle utenze industriali. A proposito di industria, oggi doveva essere presente l'amministratore delegato di una società del gruppo Rusal e a causa della cronica difficoltà di viaggiare con l'aereo dalla Sardegna non è riuscito ad arrivare. So che avrebbe detto che la società, l'Eurallumina, ha degli azionisti russi, produce ossido di alluminio e dovendo fare il repowering del proprio impianto aveva progettato di usare il metano, dato che già nel 2009 si prevedeva l'arrivo del gas mediante il metanodotto sottomarino GALSI. Ma pur avendo avuto la conferma di tale arrivo da Edison e dai partner algerini di Sonatrach, il metanodotto non si è realizzato, il gas non è arrivato. Lo stabilimento avrebbe consumato per la sua necessità di produzione termica e solo per la produzione del vapore trecento milioni di metri cubi all'anno, dato che l'impianto funziona ventiquattro ore al giorno. Aggiungendo poi la possibilità di fare la cogenerazione del fabbisogno elettrico sarebbe arrivata a consumare cinquecento milioni di metri cubi di metano.

Avremmo così il raddoppio dei consumi stimati, come la relazione Franci ha sottolineato. Esiste dunque una variabile che riguarda l'industria. Nel Campidano vi è una fabbrica che produce ceramiche, la Ceramica Mediterranea, che cerca di abbattere i

costi; nel caso ci riuscissimo vi è anche la possibilità dello sviluppo di una filiera ceramica che inizia con le sabbie silicee e i caolini che ogni giorno vengono scavati e portati via dalla Sardegna e inviati a Sassuolo. Praticamente la Sardegna fa da miniera al sistema delle ceramiche di Sassuolo, con spostamento poco razionale di grandi volumi di materiali imprescindibili nella produzione, ma con un basso valore aggiunto, solo perché in Sardegna non c'è il combustibile più economico per i forni della ceramica. Insomma, la sponda di una filiera industriale è una cosa molto importante per lanciare il progetto GNL Sardegna.

Ultima osservazione. Ho ricordato che nella rivoluzione industriale non vi è solo la tecnologia innovativa, ma ci sono anche i tempi rapidi. E la rivoluzione del GNL compete con l'innovazione dell'elettricità da fonti pulite e rinnovabili.

È stato detto oggi che il metano è una fonte di sostituzione, una fonte di transizione. Il nostro *terminus ad quem* è l'era in cui l'elettricità sarà generata da fonti rinnovabili a costi bassi. Ma tra quanto tempo? La sostituzione totale forse arriverà tra sessant'anni. Però, considerando solo il primo pezzo della transizione, quello alla fine dei prossimi 25/30 anni, spero che non si faccia per la Sardegna quello che è stato fatto per i sistemi arretrati del mondo di produzione globalizzato: saltare una fase dell'industrializzazione per andare a quella successiva, perché il gap di sviluppo derivante dalla mancanza di metano nell'isola non può durare lo spazio di una o due generazioni.

Tutte le cose complicate che oggi sono state dette vanno viste nell'ottica di una fortissima integrazione tra i poteri e tra le iniziative imprenditoriali. Quindi c'è un problema di cabina di regia. Oggi c'è stato un incontro presso il Ministero dello Sviluppo Economico con tanti attori del sistema energetico e la Regione: c'è bisogno di capire che per questa operazione la Sardegna si deve dotare di una struttura amministrativa burocratica di competenze che forse oggi non ha. Questa è l'occasione del secolo e dunque va fatta la riforma dell'amministrazione necessaria per stare dentro questa rivoluzione. Lo Stato deve fare lo stesso: esiste la flessibilità normativa per lavorare insieme, c'è il potere legislativo e io che ne sono una piccola espressione oggi ho ascoltato la voce degli attori protagonisti di questa nuova storia; intendo trasferire al sistema istituzionale le necessità che possono venire da una sfida come quella descritta dai relatori e dagli interventi.

MARIA GRAZIA PIRAS

Ringrazio l'AREL per aver organizzato questo incontro così interessante sulla metanizzazione. Tutti i contenuti degli interventi odierni saranno oggetto di attenzione da parte del Governo e dei ministeri coinvolti.

Premetto che la Sardegna è l'unica regione italiana non infrastrutturata per il metano.

Da un'analisi condotta all'interno del nostro Piano Energetico emerge che in via prudenziale i costi associati alla mancata metanizzazione dell'isola ammontano a circa 430 milioni di €/anno fra maggior costo dell'approvvigionamento e minore competitività. Ciò determina un'evidente sperequazione rispetto al resto delle regioni italiane e si inquadra nel più generale tema dell'insularità.

Quindi, oltre ad aver bisogno del metano, ne abbiamo bisogno in fretta.

La Sardegna, lo scorso anno, ha approvato in via definitiva il Piano Energetico Ambientale Regionale a seguito dell'esito positivo della procedura di Valutazione Ambientale Strategica (VAS). Il Piano è costruito nel perimetro dell'Union Energy Package dell'Unione Europea ed è caratterizzato da obiettivi di breve periodo (al 2020) e da obiettivi di più ampio respiro (al 2030).

La strategia energetica è incentrata su una decisa riduzione delle emissioni mediante una massimizzazione dell'autoconsumo e dell'efficienza energetica in tutti i settori, sul ridimensionamento delle fonti fossili più impattanti a favore di quelle rinnovabili, in un quadro di generazione distribuita dell'energia calibrata dalle esigenze delle utenze e orientato al modello delle Smart Grid.

Lo sfidante obiettivo di riduzione delle emissioni del 50%, si concretizza attraverso l'incentivazione delle rinnovabili, a condizione che ogni impianto di produzione garantisca il 50% di autoconsumo, l'efficientamento degli edifici pubblici, la mobilità elettrica e, appunto, la metanizzazione.

Si tratta, per la Giunta Regionale, di uno dei principali obiettivi di legislatura.

Subito dopo il suo insediamento, la Giunta Regionale ha disposto l'uscita dal GALSI e contestualmente, ha effettuato

un'analisi dei possibili scenari futuri riguardo l'impiego del metano in Sardegna e delle diverse opzioni di approvvigionamento.

L'analisi globale delle alternative ha tenuto conto dei seguenti elementi fondamentali:

- si tratta di tema complesso e articolato che non si presta a soluzioni semplici;
- per ogni opzione abbiamo valutato gli impatti ambientali e socio-economici, la certezza dell'offerta e il prezzo finale all'utenza;
- in un'ottica di mercato occorre considerare con attenzione il grado di coinvolgimento del Decisore pubblico nel processo.

Sono state analizzate tre diverse opzioni:

1. Pipeline della Regione Toscana, con doppio tubo, con stazione di compressione sul continente e sbarco nel nord della regione e prosecuzione *on-shore* tramite una dorsale Nord-Sud.
2. Mini rigassificatore della capacità di 1-1,5 Mld di mc annui da posizionare in un'area industriale-portuale da cui parte una dorsale Nord-Sud con relativi gasdotti secondari analogamente all'opzione 1.
3. Depositi costieri (SSLNG – *Small Scale LNG*). Sistema di depositi costieri di GNL che dovrebbero approvvigionare le reti di distribuzione tramite truck e/o container.

Negli scenari proposti la metanizzazione della Sardegna è considerata operativa dal 2021. La stima delle quantità di metano necessaria per la Sardegna al 2030 è fortemente condizionata dai profili di consumo del settore industriale e nei trasporti ed è caratterizzata da un campo di variazione significativo che oscilla tra circa 530 e 960 M³.

Come detto nella premessa è stata fatta la scelta molto chiara di abbandonare il progetto di gasdotto sottomarino, puntando sul GNL.

Il modello è basato su tecnologie di piccola taglia (*small scale*) e prevede:

- depositi costieri *stand alone*;
- depositi costieri con annesso sistema di rigassificazione di piccola taglia;
- una dorsale regionale Nord-Sud e due allacci Ovest-Est, uno a Nord e uno al Centro dell'isola;
- un sistema di raccordo tra la dorsale e i bacini locali di distribuzione del gas.

Con il Patto per lo sviluppo della Regione Sardegna siglato con il Governo il 29 luglio 2016, il Governo e la Regione si sono impegnati a perseguire l'obiettivo strategico della metanizzazione della Sardegna, promuovendo la realizzazione delle infrastrutture necessarie a garantire l'approvvigionamento dell'isola e il trasporto e la distribuzione di gas naturale a condizioni di sicurezza e di tariffa per i cittadini e le imprese sarde analoghe a quelle delle altre regioni italiane, promuovendo lo sviluppo della concorrenza al fine di ridurre il prezzo della fornitura.

Il Patto sposa integralmente il progetto da noi proposto.

Si tratta, a detta di numerosi e qualificati osservatori, di un modello innovativo e certamente unico in Italia, in grado di aprire nuovi scenari di approvvigionamento legati anche al trasporto marittimo.

Adesso è importante accelerare la fase di realizzazione per avere dei risultati tangibili chiarendo che i costi e i benefici per questa struttura in Sardegna sono fondamentali sia per i cittadini e per le imprese, che troppo spesso abbandonano l'isola a causa delle diseconomie legate al costo dell'energia termica.

Per noi il metano è un vero e proprio piano industriale e crediamo che possa essere realizzato in tempi brevi. Ciò che stiamo facendo insieme al MiSE è anche minimizzare i tempi autorizzativi e i primi risultati di questa collaborazione sono già arrivati.

GILBERTO DIALUCE

L'Italia è un paese singolare: stamattina al Ministero dello Sviluppo Economico vi è stata la riunione dei vari stakeholder interessati alla metanizzazione Sardegna, che ritroviamo oggi pomeriggio qui all'AREL, con la stessa Regione, per discutere su come portare il metano in Sardegna prima possibile; contemporaneamente abbiamo avuto in questi giorni forti proteste in Puglia contro un gasdotto che porta in quella Regione una nuova rotta di approvvigionamento di metano.

Stamattina, al Ministero, è stata infatti lanciata la cabina di regia per la metanizzazione in Sardegna, un tavolo coordinato di intesa tra Ministero e Regione per dare seguito agli impegni del patto siglato il 1° agosto scorso. Alcune cose il Ministero le ha già fatte, come l'emanazione di nuove norme autorizzative dei depositi di GNL, l'inclusione di un progetto di rete trasporto in Sardegna nella rete nazionale: ci sono i decreti pubblicati nella Gazzetta Ufficiale che dichiarano che la dorsale, l'unico progetto finora presentato, già fa parte della rete nazionale e anche la parte di rete regionale. Quindi già esiste questa classificazione e l'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il settore idrico farà poi le sue verifiche regolatorie su come questo si tradurrà nel sistema tariffario. Inoltre esistono già alcuni progetti: è stato autorizzato dal Ministero, dopo l'emanazione del decreto legislativo di recepimento della direttiva DAFI, un primo deposito GNL, altri due sono in corso di istruttoria, di cui una molto avanzata, e un altro presentato da poco. Sarà autorizzato tra breve il progetto della Edison e poi un altro, sempre a Oristano, che diventerà il primo polo del LNG. Tra qualche mese la società Isgas presenterà un progetto di deposito LNG e di rigassificazione per l'area del cagliaritano. Insomma, di fatto il processo di metanizzazione si sta muovendo. È stata abbandonata, dopo l'infattibilità del progetto GALSI, l'ipotesi top-down, basata sulla proposta di un gasdotto proveniente dall'Italia peninsulare, dato che avrebbe scarse possibilità di realizzazione; i progetti non possono essere decisi a tavolino dai governi se poi i capitali li mettono gli investitori. Non li decidono più autonomamente nemmeno i TSO (Transmission System Operators), perché ormai con il sistema di regole europee, con il piano decennale, con le verifiche tariffarie, devono avere un'ap-

provazione dei loro piani. A questo punto, dunque, l'idea che appare oggi praticabile per la metanizzazione della Sardegna, su cui vi è ampio consenso, è stata quella di un approccio partendo da alcuni progetti di privati, sviluppati con capitale proprio, montando poi tutto insieme in forma organica, con un progetto di rete interna di trasporto. L'ipotesi GNL è stata valutata dal Ministero con la Regione ed è stata reinquadrata e valutata nell'ambito della direttiva DAFI; in questo momento sembra la migliore combinazione, in quanto abbina il capitale privato e la volontà degli imprenditori di agire con il sistema LNG complessivo. Ciò consente di fare un'economia di scala: il problema della Sardegna è di avere consumi bassi, e quindi una grande infrastruttura avrebbe dei costi che incidono sulla materia prima, col risultato di avere per il consumatore finale un prezzo del gas finale troppo alto. È buona, dunque, l'idea di mettere insieme il piano di utilizzo di LNG per il trasporto marittimo con l'inserimento di limiti più stringenti per il traffico marittimo verso la Sardegna, che in un tempo successivo varranno per tutto il Mediterraneo. Una delle possibilità più fondate per rispondere a questi nuovi limiti di emissioni dal traffico navale sarà l'utilizzo in area SECA di navi a LNG, man mano che con l'anzianità della flotta potrà avvenire questo ricambio. E l'idea è quella di montare insieme, per un progetto, l'imprenditoria privata con la parte regolata, perché le reti di trasporto devono essere fatte con le modalità e con un meccanismo regolato, così come avviene nel resto d'Italia: avere una rete serve per collegare tra loro i vari depositi in un sistema organico e complementare. Infatti, così come immaginare di gestire il sistema gas italiano con tante aree sconnesse tra loro, ciascuna delle quali alimentata da un unico punto di alimentazione, sarebbe un sistema non sicuro che non ha resilienza e non avrebbe la capacità di modulazione sufficiente. Bisognerà pensare, in prospettiva, anche a una modulazione dei consumi poiché la Sardegna che non ha giacimenti di metano sotterranei esauriti; quindi occorrerà dotarsi di un sistema di depositi collegati che diano la modulazione dei consumi e anche la sicurezza delle forniture pure in uno scenario di mare mosso per vari giorni.

È necessaria, dunque, una visione integrata. Il compito del Ministero dello Sviluppo Economico e della Regione sarà quello di montare insieme i vari pezzi di questo mosaico: alcune iniziative private per uso diretto di LNG saranno man mano integrate in un progetto di rete. A quel punto si applicheranno le regole dell'Italia peninsulare come l'accesso dei terzi alle reti, il sistema regolatorio sui prezzi (sempre che oltre il 2019 sia ancora in

vigore) e i sistemi di tutela delle fasce meno abbienti di popolazione, che forniscano un sostegno per i costi delle bollette gas ed elettriche, per il resto d'Italia ma anche per la Sardegna. Tali bonus per i clienti indigenti si potranno graduare diversamente a seconda della maggiore incidenza dei costi della materia prima, in funzione dei prezzi del GNL. Per i prossimi anni, poi, è previsto che il GNL sarà molto più competitivo fino al 2025 circa, perché in base agli impianti di liquefazione che entreranno in esercizio a breve nel mondo ci sarà un'abbondanza di GNL – anche sul mercato mediterraneo, che potrà agevolare il lancio dell'attività. Insomma, occorrerà mettere insieme tutti questi aspetti e progetti collaborando anche con l'Autorità; essa, ovviamente, dovrà poi seguire gli aspetti tariffari e regolatori. In questa fase di transizione, fino a che il GNL è trasportato con autobotti e finché serve per utilizzo industriale e non viene quindi rigassificato e messo in una rete complessiva, non si applica integralmente il decreto Letta e la parte autorizzativa viene regolata dal Decreto legislativo di recepimento della DAFI.

L'analisi costi/benefici della metanizzazione della Sardegna, come prevista, non sarà quella regolatoria classica per cui si valuta quando una rete va estesa e, quindi, se l'investimento che fa il distributore o il trasportatore è effettivamente proporzionato ai consumi e al volume di gas trasportato lungo quella rete. Qui si tratta, com'è scritto nella norma, di un'analisi che fa l'amministrazione, sentita l'Autorità, che va considerata complessivamente. È un approccio completamente diverso, non c'è un'interconnessione con i TSO degli altri paesi da valutare, non c'è il problema dei piani decennali coordinati, ma è un'analisi costi/benefici di sistema che deve tenere conto di tutto, dei benefici ambientali, economici, sociali. Poi ci sarà certamente anche l'analisi classica regolatoria che riguarderà gli aspetti tariffari. Si tratta di due piani diversi. A valle dell'analisi costi/benefici si esaminerà la decisione presa di andare verso la metanizzazione, la sua strategicità, in che modo questa sarà poi implementata in tutto il meccanismo per consentire di avere accesso all'iter autorizzativo semplificato delle infrastrutture energetiche strategiche. Dato che la SEN tratterà il percorso tra qui e il 2030 cercheremo di introdurre nel documento di consultazione temi su come arrivare ai target comunitari, quali saranno le scelte complessive sui sistemi di rete e sui sistemi di mercato, il ruolo del consumatore. Cercheremo di fare su questo un'analisi costi/benefici per valutare la strategia di misure che poi dovranno essere adottate dal 2020 al 2030 per metanizzare, nel concreto, la Sardegna.

Pubblicazioni AREL

Osservatorio Energia e Ambiente (2010-2017)

- 1/2010. Il prezzo dell'acqua
- 2/2010. Quale programma energetico nazionale?
- 3/2010. Carbon fee e competitività del sistema industriale
- 4/2010. Il recepimento del terzo pacchetto comunitario: un'opportunità per il settore del gas naturale italiano?
- 1/2011. Quale politica energetica e ambientale dopo il vertice di Cancún?
- 2/2011. I biocarburanti fra incentivi e mercato
- 3/2011. L'incentivazione delle fonti rinnovabili termiche
- 1/2012. Gli incentivi alle fonti rinnovabili: dal Cip 6 a oggi
- 2/2012. L'auto elettrica
- 3/2012. Valorizzare le risorse energetiche nazionali
- 1/2013. Le prossime sfide del mercato del gas
- 2/2013. Il mercato retail del gas e dell'energia elettrica a dieci anni dalla liberalizzazione
- 3/2013. L'indipendenza del regolatore
- 4/2013. Come cambia la relazione con i consumatori in un mondo digitale: nuovi modelli di customer experience per le utilities
- 5/2013. Efficienza energetica: il futuro dell'energia
- 1/2014. L'informazione sui consumi per lo sviluppo dell'efficienza energetica
- 2/2014. La distruzione creativa nel settore dell'energia
- 3/2014. Reti energetiche e comunicazioni elettroniche
- 4/2014. The German Energiewende and the Italian Energy Transition - What lessons for European policy
- 5/2014. Il sistema elettrico italiano nel 2020
- 1/2015. Il pacchetto "Unione dell'energia": potenziali mutamenti per il sistema energetico italiano
- 2/2015. Come agevolare l'aggregazione tra operatori nel settore idrico italiano
- 1/2016. Le gare per la distribuzione del gas naturale
- 2/2016. Il mercato della capacità di generazione
- 3/2016. Strategie per una mobilità a basso impatto ambientale

- 4/2016. Decarbonizzazione e competitività
1/2017. La regolazione del settore rifiuti in Italia

Seminari (2010-2017)

- 1/2010. Le riforme che mancano. Trentaquattro proposte per il welfare del futuro
2/2010. La ripartenza. Analisi e proposte per restituire competitività all'industria del calcio in Italia
3/2010. Oltre guerra e pace. Il Vietnam nel Terzo Millennio
4/2010. Politiche industriali oggi
5/2010. Nuove istituzioni della Ue sulla vigilanza
1/2011. Cosa resta da privatizzare
1/2012. Giovani senza futuro? Proposte per una nuova politica
2/2012. Quali politiche per l'internazionalizzazione
1/2013. La stretta creditizia: problemi e opportunità
2/2013. Structural Reforms in Italy and the EU: The Route to Economic Growth?
3/2013. Etica: economia e finanza
1/2014. L'Unione divisa. Convergere per crescere insieme in Europa
2/2014. Per una moderna politica antimafia
1/2015. Designing a European Fiscal Union. Lessons from the experience of Fiscal Federations
2/2015. Un paese semplice. I primi decreti attuativi della legge 124/2015
1/2016. Banche, la nuova disciplina della Resolution e le sue prime applicazioni
2/2016. Tutela del diritto d'autore e mercato digitale
1/2017. Crediti bancari deteriorati
2/2017. La riforma del pubblico impiego

Monografie

1. **Roberto Pinza** (a cura di), La responsabilità amministrativa degli enti. Progetto di modifica D.lgs. 231/2001 (2011)
2. **Paola Biondini** (a cura di), Ambiente, beni pubblici, regolazione. Studi e scritti di Nicola Greco (2011)
3. **Alberto Biancardi** (a cura di), Il finanziamento e lo sviluppo delle infrastrutture nel settore portuale italiano (2011)
4. **Carlo Dell'Aringa** e **Tiziano Treu** (a cura di), Il decennio perduto (2012)
5. **AA.VV.**, Welfare: dalla crisi alle opportunità. Sussidiarietà, organizzazione e nuovi servizi (2013)

6. **Maria Serena Piretti** (saggio di), *La repubblica degli arbitri. Omaggio a Roberto Ruffilli* (2013)
7. **AA.VV.**, *Contratti pubblici* (2013)
8. **Antonio Taverna** (a cura di), *La crisi economica e la tutela del patrimonio produttivo dell'impresa. Esperienze applicative delle nuove norme per il risanamento: le criticità* (2014)
9. **AA.VV.**, *Welfare aziendale e qualità della vita (wellness)* (2014)
10. **Antonio Taverna** (a cura di), *Diventare globali. La sfida dell'internazionalizzazione per le imprese italiane* (2015)
11. **Carlo Dell'Aringa e Giuseppe Della Rocca** (a cura di), *L'eccellenza nelle pubbliche amministrazioni. Valutare oltre gli adempimenti formali* (2015)
12. **Antonio Taverna** (a cura di), *L'informatizzazione della P.A. e l'impresa* (2015)
13. **AA.VV.**, *Servizi pubblici locali: tra mercato, regolazione e territorio* (2015)
14. **AA.VV.**, *Prevenire la corruzione nel settore pubblico. Presentazione dello studio del Laboratorio Frodi Bocconi-PwC* (2015)
15. **Antonio Taverna** (a cura di), *Le imprese italiane di fronte alla sfida della completa Unione economica dell'Eurozona* (2015)
16. **AA.VV.**, *Obiettivo Europa: politiche condivise per l'accoglienza e la sicurezza* (2016)
17. **AA.VV.**, *Il mercato è morto. Viva il mercato. Energy transformation: quale market design?* (2016)
18. **AA.VV.**, *L'azione penale in Italia: obbligatorietà o discrezionalità?* (2016)
19. **AA.VV.**, *Per rendere l'unione economica e monetaria sinonimo di crescita. Presentazione del Rapporto "Repair and prepare, growth and the Euro after Brexit"* (2017)

