



IGAS Imprese Gas

**QUADRO STRATEGICO 2019-2021
DELL'AUTORITA' DI REGOLAZIONE PER ENERGIA RETI
E AMBIENTE**

**Oggetto: Osservazioni di IGAS. al Documento di Consultazione
139/2019/A "Quadro Strategico 2019-2021 dell'Autorità di Regolazione
per Energia Reti e Ambienti"**



OBIETTIVI STRATEGICI E LINEE DI INTERVENTO 2019-2021: TEMI TRASVERSALI

A. Il consumatore consapevole

OS.1 Dare voce al consumatore

- a) *Rilevazione delle aspettative e della soddisfazione dei consumatori al fine di orientare meglio gli interventi alle attese degli stessi nei confronti del regolatore.*
- b) *Sviluppo di un nuovo sito web con servizi digitali innovativi.*
- c) *Adozione di schede di accompagnamento ai principali provvedimenti per chiarirne, in particolare, l'impatto e la portata per il consumatore.*
- d) *Sviluppo e adeguamento del sistema di gestione dei reclami, tenendo conto dei processi di disintermediazione e dello sviluppo di nuove opportunità tecnologiche e facilitazione dell'accesso a strumenti di risoluzione alternativa delle controversie (ADR), al fine di consentire la risoluzione rapida e gratuita di problematiche che di norma appaiono poco adatte ai tempi e costi della giustizia ordinaria, nell'ambito anche dei processi di collaborazione internazionale avviati all'interno del National Energy Ombudsmen Network (NEON).*
- e) *Rafforzamento dei sistemi di indennizzi automatici a fronte di mancate prestazioni da parte di distributori, venditori e gestori, per la tutela del consumatore nel caso di violazione dei suoi diritti.*
- f) *Estensione anche ai settori ambientali di procedure per la conciliazione delle controversie degli utenti finali, in particolare per i servizi idrici all'interno del percorso definito verso la conciliazione obbligatoria e ai rifiuti e al teleriscaldamento limitatamente alle materie potenzialmente oggetto di negoziazione risolutiva.*

Riteniamo che lo sviluppo del mercato libero rappresenti una leva importante per lo sviluppo del Paese, in quanto stimolerà sempre di più gli operatori ad investire nell'innovazione di nuovi prodotti e servizi, come ad esempio le offerte con servizi aggiuntivi, la mobilità elettrica e il riscaldamento e raffrescamento. Le nuove tecnologie digitali hanno un impatto sui modelli di consumo dell'energia e, se calate in un adeguato contesto di mercato dinamico e competitivo, contribuiranno a promuovere maggiore consapevolezza nei consumatori. IGAS ritiene che la **completa apertura del mercato finale** di energia elettrica e gas, prevista al 1 Luglio 2020, sia fondamentale per lo sviluppo di un mercato concorrenziale, innovativo ed efficiente, che ponga i consumatori al centro e favorisca lo sviluppo di un loro ruolo attivo nella gestione della propria fornitura.

Per i motivi di cui sopra, apprezziamo la scelta di tenere in considerazione le aspettative e la soddisfazione dei consumatori per guidare gli interventi regolatori futuri.

Ritenendo importante che il consumatore effettui le proprie scelte sul mercato in maniera consapevole, accogliamo positivamente tutti gli interventi mirati ad



informare in maniera chiara, semplice e neutrale il consumatore, sia per quanto riguarda il sito internet che per quanto riguarda le schede integrative a supporto della comprensione dei principali provvedimenti regolatori.

Con specifico riferimento al sistema di gestione dei reclami e di risoluzione alternativa delle controversie, supportiamo lo sviluppo di misure che ne favoriscano la rapida ed equa risoluzione anche grazie al supporto delle nuove tecnologie. In quest'ottica, l'estensione al settore del teleriscaldamento di procedure per la conciliazione delle controversie si inquadra nell'obiettivo di garantire al cliente finale continuità, qualità e sicurezza del servizio: aspetti riteniamo fondamentali anche per promuovere lo sviluppo del settore, migliorando la percezione del servizio da parte degli utenti.

D'altra parte, anche in ragione del prospettato efficientamento nella gestione dei reclami e nella risoluzione delle controversie, si considera l'attuale sistema di indennizzi per mancato rispetto degli standard prestazionali da parte degli operatori già sufficientemente sviluppato e non si vede quindi la necessità di rafforzarlo ulteriormente.



OS.2 Consapevolezza del consumatore e trasparenza per una migliore valutazione del servizio

- a) *Estensione, per i settori dell'energia, del Rapporto annuale di monitoraggio retail con indicatori di performance tecnica e commerciale nonché parametri e indici relativi alle offerte presenti sul mercato, l'applicazione degli indennizzi automatici e dati per superare le asimmetrie informative e promuovere la concorrenza.*
- b) *Attivazione e sviluppo del Portale Consumi energetici, per mettere a disposizione di ciascun consumatore i propri dati storici di consumo, mediante il Sistema informativo integrato. In prospettiva tali dati saranno resi disponibili anche a parti terze designate dal consumatore.*
- c) *Miglioramento degli strumenti di confrontabilità tra l'offerta attivata dal cliente e le offerte disponibili sul mercato anche estendendo le funzionalità di Portale Offerte del settore energia.*
- d) *Pubblicazione periodica - per operatore - di indicatori di performance riferiti al sistema idrico integrato (ad esempio, tassi di realizzazione degli interventi programmati con le motivazioni a giustificazione degli eventuali ritardi, indicatori di qualità contrattuale e di tempestività nell'erogazione degli indennizzi automatici e indicatori di costo e parametri di qualità tecnica).*
- e) *Miglioramento del contenuto informativo delle bollette e degli altri strumenti di comunicazione individuale sulle caratteristiche del servizio idrico integrato e del ciclo rifiuti secondo criteri di chiarezza e semplificazione, includendo elementi individuali di dettaglio.*
- f) *Miglioramento, nel settore del teleriscaldamento e teleraffreddamento, della trasparenza in particolare con riferimento ai contratti, ai documenti di fatturazione e alle informazioni pubblicate relative sia ai prezzi che alla qualità commerciale del servizio e agli aspetti ambientali.*
- g) *Definizione di interventi volti a promuovere campagne di informazione dei gestori, del ciclo dei rifiuti, nei confronti degli utenti sulle caratteristiche delle diverse fasi del ciclo, sulle attività necessarie alla sua chiusura nonché sull'impatto ambientale nel territorio di riferimento.*

Riconoscendo l'importanza del Rapporto di Monitoraggio Retail nel fornire un quadro dettagliato sullo stato del mercato finale, condividiamo una sua eventuale estensione finalizzata a promuovere la concorrenza, pur ricordando la necessità che questo non si traduca in maggiori oneri per i fornitori, in termini di processi necessari a trasmettere le informazioni richieste.

IGAS è favorevole all'entrata in operatività del Portale Consumi, strumento utile per il rafforzamento della capacitazione e attivazione dei consumatori finali. È opportuno segnalare, che il servizio offerto da questo Portale dovrà caratterizzarsi per la sua essenzialità, limitandosi alla messa a disposizione dei dati di consumo in formato xml ed evitando rielaborazioni di dati, comparazioni con clienti-tipo e indicazioni sulle modalità di efficientamento dei consumi di energia. Questi servizi a



valore aggiunto, che forniscono monitoraggi professionali, sono infatti sempre più parte integrante delle offerte commerciali di molteplici operatori del mercato libero e non si ravvede la necessità che siano anche offerti dal Portale. In considerazione poi della sensibilità delle informazioni presenti sul Portale, l'eventuale accesso di parti terze designate dai consumatori ai propri dati dovrebbe essere oggetto di consenso esplicito e verificabile del cliente finale e dovrebbero essere stabiliti requisiti stringenti da rispettare per il soggetto terzo che desideri avere l'accesso a tali dati. Deve infatti essere obiettivo primario quello di evitare ogni utilizzo inconsapevole e fraudolento dei dati resi disponibili sul Portale.

Di seguito, si evidenziano le problematiche connesse all'estensione delle funzionalità a fini comparativi del Portale Offerte. Innanzitutto, pur riconoscendo l'importanza della capacità del consumatore di orientarsi sul mercato, riteniamo che sia essenziale dare piena consapevolezza al cliente finale del funzionamento e delle opportunità offerte dal mercato libero. Il Portale Offerte al contrario corre il rischio di ridurre la comparazione delle offerte semplicemente ad una differenza di prezzo, senza che questo si traduca in una maggiore consapevolezza del cliente. Infatti, grazie alle nuove tecnologie, gli operatori ad oggi stanno ampliando il proprio parco offerte con proposte che integrano la fornitura energetica con beni e servizi aggiuntivi, facendo sì che il valore della singola offerta sia valutato diversamente da cliente a cliente, in base alle proprie preferenze. Al contrario, una confrontabilità fortemente incentrata sul prezzo dell'offerta, e non sulle caratteristiche della stessa, rischia di creare una competizione al ribasso tra gli operatori, limitandone fortemente la capacità innovativa, a discapito dei clienti finali.

Con più specifico riferimento agli interventi prospettati dall'Autorità nel settore del **teleriscaldamento** per migliorare la trasparenza di contratti, prezzi, fatturazione, qualità del servizio e prestazioni ambientali, condividiamo l'approccio complessivo, ritenendo che essi consentiranno di promuovere la concorrenza nel mercato dei servizi energetici e assicureranno un'adeguata tutela del cliente. Tuttavia, si ritiene essenziale, almeno per un primo periodo di regolazione, che tali interventi siano modulati in funzione del grado di maturità del settore del teleriscaldamento e delle dimensioni degli operatori. È necessario definire modalità semplificate per quanto riguarda il dettaglio degli obblighi informativi richiesti agli operatori. Infatti, come si è potuto constatare negli altri settori regolati che hanno già raggiunto un più avanzato grado di maturità (settore gas ed elettrico), tali obblighi rischiano talvolta di inibire la concorrenza e non si traducono necessariamente in una maggiore consapevolezza da parte degli utenti. In particolare, per quanto concerne la trasparenza nei prezzi dei servizi offerti, IGAS ritiene che debba tener conto della natura del servizio e delle tecnologie impiegate per la produzione dei vettori termici, al fine di evitare di ingenerare disinformazione nei consumatori.

Tali interventi regolatori dovranno avere come obiettivo finale il sostegno allo sviluppo del teleriscaldamento in modo da sfruttarne il suo potenziale, nella consapevolezza del suo contributo al processo di decarbonizzazione del settore energetico. Infatti, come affermato nel Piano Integrato Energia e Clima, il teleriscaldamento riveste un ruolo importante nel raggiungimento degli obiettivi



IGAS Imprese Gas

nazionali di efficienza energetica e l'Italia perseguirà un obiettivo di espansione dell'uso del teleriscaldamento e teleraffrescamento efficiente, sfruttando il potenziale economico residuo in modo coerente con gli altri obiettivi di politica energetica e ambientale.



OS.3 Rafforzamento dei meccanismi di sostegno per i consumatori vulnerabili

- a) *Semplificazione ed efficientamento, anche grazie alle potenzialità offerte dagli sviluppi tecnologici, delle modalità di accesso ai bonus elettrico, gas e idrico, possibilmente attraverso automatismi.*
- b) *Estensione del numero di beneficiari del bonus, sviluppando ulteriori progetti di informazione dei cittadini in condizioni di disagio, anche attraverso l'interazione con le associazioni dei consumatori e le organizzazioni presenti sul territorio con finalità sociali.*
- c) *Definizione di modalità standardizzate di intervento a favore di popolazioni colpite da eventi eccezionali, da attivare nell'ambito degli interventi emergenziali.*
- d) *Promozione delle finalità sociali delle Comunità energetiche dei cittadini, come definite nel Clean Energy Package della Commissione Europea, in modo tale che anche le fasce deboli della popolazione possano beneficiare delle opportunità ad esse associate.*

IGAS accoglie favorevolmente la proposta di estendere il perimetro di applicazione del **bonus energia**, affinché ricomprenda tutti i cittadini bisognosi. Supportiamo inoltre l'identificazione di soluzioni innovative che consentano di automatizzare il processo di attribuzione del bonus, semplificandone l'accesso e la fruizione da parte dei destinatari, al fine di risolvere le criticità procedurali e burocratiche esistenti ad oggi. Riteniamo tuttavia che queste misure di agevolazione per le situazioni di povertà energetica potrebbero essere più efficaci e meno onerose per il sistema se, di pari passo, si eliminassero le cause fisiche di dispersione energetica. Pertanto, risulta essenziale favorire la rigenerazione del parco immobiliare del nostro Paese e soprattutto degli edifici social housing e di proprietà/gestiti dalle amministrazioni locali, che versano spesso in condizioni critiche dal punto di vista energetico. Questo può essere fatto introducendo misure concrete che promuovano la riqualificazione energetica complessiva a partire dall'involucro (e non solo degli impianti) e consentano la realizzazione di interventi radicali che favoriscano al contempo una riduzione della spesa energetica delle amministrazioni proprietarie e degli inquilini, oltre che la fornitura di alloggi più confortevoli per la popolazione meno abbiente. In questi termini va sicuramente perseguita una collaborazione tra le amministrazioni pubbliche e le ESCO che realizzano investimenti, anche nell'ambito di progetti di partenariato pubblico/privato.

Inoltre, anche la promozione delle **Comunità energetiche dei cittadini** può avere finalità sociali, grazie alla potenziale riduzione dei costi energetici per tutti i consumatori che ne fanno parte (e dunque ancora di più per le fasce più deboli della popolazione). Per quanto di competenza dell'Autorità potrebbero essere analizzati i benefici di una gestione innovativa del fenomeno, valutando ad esempio come agevolare l'autoconsumo esteso, in special modo laddove siano realizzati interventi di efficientamento energetico. Più in concreto, per permettere la creazione di configurazioni in cui ci sia la possibilità di cedere energia nell'ambito



dello stesso condominio o ancora di più lo scambio tra soggetti appartenenti alla stessa comunità energetica, occorre affrontare una più favorevole allocazione dei costi del sistema, affinché la Comunità Energetica sia intesa come un Sistema di Distribuzione Chiuso e dunque esonerata da costi per servizi di rete che la stessa non utilizza grazie ad un corretto bilanciamento di produzioni e consumi all'interno della Comunità e al contenimento dei flussi di interscambio con la rete.

Da ultimo, condividiamo e supportiamo fortemente la necessità di definire e standardizzare i processi da intraprendere in aiuto di chi è vittima di **eventi eccezionali e calamità**. Infatti, si segnala come la mancanza in passato di definizioni univoche e procedure uniformi ha creato serie difficoltà nell'applicazione degli interventi in favore delle popolazioni colpite dagli eventi sismici che hanno interessato il Centro Sud Italia (ad esempio la mancata definizione delle cosiddette "zone rosse").



B. Approccio regolatorio all'innovazione di sistema

OS.4 Sostenere l'innovazione con sperimentazioni e ricerca

- a) *Sviluppo, nei diversi settori di interesse, di un approccio analogo a quello del regolatore inglese delle sandbox, che consiste nel permettere a idee meritevoli, suggerite dagli operatori, di essere testate in campo anche con la concessione di deroghe alla regolazione - limitate nel tempo e nello spazio - per permettere la realizzazione di un progetto mirato alla verifica prototipale dell'idea innovativa.*
- b) *Progressiva revisione della regolazione esistente alla luce delle nuove funzionalità rese possibili dalla digitalizzazione, coinvolgendo centri di ricerca, università, raccogliendo anche spunti che possono pervenire anche dai gruppi di lavoro dell'Osservatorio per la regolazione.*
- c) *Sviluppo di progetti pilota specifici per l'applicazione della misura nel settore dei rifiuti (utili anche per valutare l'introduzione di regimi di tariffazione puntuale), al fine di analizzarne compiutamente gli impatti economici e ambientali, a supporto della regolazione, anche con riferimento ai profili di gestione del servizio relativi al contenimento della morosità.*
- d) *Contributo allo sviluppo della Ricerca di sistema, da un lato con stimoli in sede di definizione del piano triennale della ricerca, partecipando allo sviluppo di progetti di ricerca anche come parte promotrice per aspetti di interesse generale, e dall'altro con una funzione di "osservazione" sui risultati della Ricerca di sistema, che si devono allineare coerentemente con le aspettative.*

Condividiamo l'approccio proposto da ARERA di promuovere e incentivare l'avvio di **progetti pilota** al fine di sperimentare in campo le potenzialità, l'efficacia e l'effettiva utilità di idee innovative e meritevoli. La possibilità di operare in deroga alla regolazione di settore, anticipa i tempi burocratici e rimuove le barriere all'innovazione che sono spesso dovute ad una regolazione poco flessibile e non al passo con le rapide e profonde trasformazioni del settore attivate dalla digitalizzazione. Auspichiamo pertanto che ARERA supporti le idee ritenute meritevoli e innovative.

Un tale approccio permette di sperimentare nuovi modelli di business lungo la parte finale della filiera, ad esempio in connessione allo sviluppo di nuove tipologie di offerte commerciali innovative e con riferimento alla generazione distribuita. Quest'ultima avrà un ruolo determinante nell'evoluzione del sistema energetico e nell'empowerment del territorio e dei cittadini, consentendo loro di diventare attori protagonisti nella gestione delle proprie produzioni e consumi energetici. A questo proposito IGAS è favorevole nello sperimentare attraverso lo sviluppo di progetti pilota ad hoc nuove forme di comunità energetiche, da sviluppare in anticipo rispetto al recepimento del Clean Energy Package per poter valutare i potenziali

benefici conseguibili, ma anche gli impatti sui consumatori e sull'intero sistema, con l'obiettivo di governare i fenomeni in atto nel sistema energetico e garantire un livello sempre maggiore di sicurezza e adeguatezza del sistema.



C. Valutazione dell'impatto regolatorio promozione della compliance regolatoria

OS.5 Rafforzamento della accountability regolatoria con il contributo dell'Osservatorio della regolazione

- a) *Rafforzare e ampliare le attività dell'Osservatorio della regolazione anche con riferimento alle tematiche ambientali e di economia circolare.*
- b) *Sviluppare strumenti, anche semplificati, di analisi ex ante di impatto della regolazione per i principali provvedimenti strategici e di verifica ex post dell'impatto della regolazione, con riferimento a specifici temi.*
- c) *Costituire di un network di riferimento di soggetti interessati alla valutazione degli effetti della regolazione.*

Valutando positivamente le finalità e le attività dell'Osservatorio della Regolazione, apprezziamo la proposta di un suo rafforzamento, anche nell'ottica di sviluppare **strumenti di analisi ex-ante dei possibili impatti dei provvedimenti strategici**. Infatti, fino ad oggi, l'Osservatorio ha assicurato in maniera sistematica il confronto tra gli *stakeholders* e l'Autorità in merito agli effetti prodotti dalla regolazione, ovvero ex-post, rispetto a specifici temi. Auspichiamo ad un ampliamento e rafforzamento nel coinvolgimento degli stakeholder nella definizione delle strategie regolatorie dell'Autorità, anche in previsione dell'imminente recepimento del pacchetto di direttive comunitarie, che modificherà profondamente l'attuale assetto del settore energetico.



OS.6 Promozione della compliance regolatoria e riduzione dei tempi dei procedimenti sanzionatori

- a) *Ampliamento delle attività di controllo, anche tenuto conto dello sviluppo delle attività strutturali di monitoraggio.*
- b) *Sperimentazione di nuove iniziative di self-audit, attraverso l'adozione di specifiche Linee Guida sviluppate dall'Autorità in logica di garanzia della compliance della regolazione e non di deroga della stessa.*
- c) *Razionalizzazione dei temi oggetto di attività sanzionatoria, prevenendo e/o intercettando con strumenti alternativi (chiarimenti, raccomandazioni, intimazioni, fino all'introduzione di sistemi automatici di penalità per gli operatori e indennizzi ai clienti) alcune tipologie di violazioni, quali per esempio quelle di particolare tenuità o di carattere ripetitivo.*
- d) *Sviluppo e rafforzamento del meccanismo dell'autodenuncia, consentendo, agli operatori che si autodenunciano, l'accesso alla procedura semplificata e/o il riconoscimento di attenuanti.*

Valutiamo con favore tutte le misure mirate a **semplificare la gestione della compliance** in capo agli operatori e riteniamo particolarmente utile un approccio basato sull'intervento preventivo, sia mediante lo sviluppo di vere e proprie Linee Guida per la corretta applicazione della regolazione, sia attraverso strumenti alternativi come chiarimenti e raccomandazioni, nella prospettiva di agevolare un dialogo costruttivo tra imprese ed Autorità nell'implementazione delle misure di regolazione. Un simile esercizio potrebbe, infatti, fornire alle imprese maggiori certezze interpretative e, in definitiva, operative nell'ottica di una sempre crescente responsabilizzazione. Per questo accogliamo positivamente anche l'intenzione di sviluppare e rafforzare meccanismi di c.d. "leniency", che consentano alle società, che in buona fede abbiano violato la regolazione, di andare esenti da sanzioni, od ottenere significative attenuanti.



OBIETTIVI STRATEGICI 2019-2021 E LINEE DI INTERVENTO: AREA AMBIENTE

B. Sviluppo efficiente delle infrastrutture

OS.12 Evoluzione efficiente delle infrastrutture di teleriscaldamento

- a) *Definizione di condizioni tecnico-economiche di accesso alle reti tale da favorire l'integrazione di nuovi impianti di generazione di calore e il recupero di calore disponibile in ambito locale, con l'introduzione di una metodologia che consenta di valutare i costi e benefici derivanti dall'integrazione di nuovi impianti di generazione nelle reti di telecalore esistenti, anche attraverso un'adeguata valorizzazione delle esternalità energetiche ed ambientali.*
- b) *Promozione di criteri di valutazione (in sede di gara per la distribuzione del gas naturale) che tengano conto dello sviluppo coordinato e integrato delle infrastrutture di teleriscaldamento e delle reti di distribuzione del gas naturale, con l'obiettivo di favorire un utilizzo ottimale delle risorse e di supportare le soluzioni a più elevata sostenibilità ambientale.*
- c) *Introduzione della regolazione della misura del calore, nonché promozione di apparati di misura del calore teleletti e telegestiti anche attraverso l'adozione di opportune configurazioni delle sottostazioni di utenza e l'avvio di sperimentazioni in tema di fornitura bidirezionale di calore o di demand side management.*

Le reti di teleriscaldamento rivestono un ruolo significativo nella decarbonizzazione del settore energetico in quanto utilizzano ed ottimizzano le risorse e le fonti energetiche disponibili sul territorio. In particolare, per quanto riguarda lo sviluppo delle fonti rinnovabili termiche, è centrale in ottica di sviluppo territoriale il teleriscaldamento a biomassa legnosa, una nicchia di settore dalle elevate potenzialità di crescita e con importanti impatti positivi a livello locale legati allo sviluppo di un indotto di cooperative di raccolta della biomassa legnosa, che garantiscano il consolidamento di una filiera corta. Lo sviluppo della biomassa legnosa, grazie alla manutenzione dei boschi contribuisce inoltre a contenere il dissesto idrogeologico con un ulteriore vantaggio di salvaguardia dell'ambiente e del territorio. Questa tipologia di impianti non risulta oggi sostenuta da strumenti di incentivazione, si raccomanda quindi una attenta valutazione per individuare meccanismi di supporto.

La strategia di sviluppo del settore del teleriscaldamento dovrà considerare le dimensioni degli operatori, i combustibili utilizzati e il territorio in cui l'attività si insedia, con l'obiettivo di valorizzare le aree montane con utilizzo di fonti primarie in loco, contribuendo così alla creazione di filiere energetiche e allo sviluppo economico dei territori altrimenti soggetti a fenomeni di spopolamento e abbandono.

Per consentire lo sviluppo del settore del teleriscaldamento è inoltre importante che:



- sia garantita stabilità normativo-regolatoria, trattandosi di un settore particolarmente esposto ad elevati tempi di ritorno degli investimenti, soprattutto in termini di riconoscimento degli incentivi;
- l'Autorità definisca e completi il quadro regolatorio di riferimento.

Per quanto riguarda la **regolazione della misura** del calore e la definizione dei requisiti minimi dei contatori, si propone di prevedere l'introduzione di apparati di misura del calore teleletti e telegestiti solo per i contatori di nuova installazione in sostituzione di quelli esistenti e che abbiano raggiunto la fine della vita utile.

Con riferimento alla linea d'intervento riguardante i **criteri di valutazione in sede di gara per la distribuzione del gas naturale** si ritiene che questa comporti degli aspetti di criticità che sarebbe opportuno tenere in adeguata considerazione. Non si rileva, infatti, che siano già in uso criteri di valutazione che tengano in considerazione lo sviluppo coordinato e integrato delle infrastrutture di teleriscaldamento e delle reti di distribuzione del gas naturale; pertanto tali criteri costituirebbero una novità nel contesto delle gare distribuzione gas che, come noto, sta registrando importanti ritardi ed è già caratterizzato da un'elevata contenziosità. La promozione dell'utilizzo di tali criteri in sede di valutazione di gara potrebbe sfavorire lo spedito svolgimento delle gare e aumentare la contenziosità, in considerazione del fatto che non è facilmente individuabile il mandato normativo che legittimi, in sede di gare distribuzione gas, una valutazione congiunta degli sviluppi dei settori del teleriscaldamento e della distribuzione gas e, pertanto, rivelarsi addirittura controproducente rispetto alle esigenze di un rapido sviluppo dei sistemi di teleriscaldamento. A tale proposito, la stessa Autorità già si è espressa contrariamente riguardo alla tipologia di criteri di valutazione in questione (si veda la Delibera 631/2015/R/gas "*Osservazioni in merito alla documentazione di gara inviata, ai sensi delle disposizioni di cui all'articolo 9, comma 2, del decreto 12 novembre 2011, n. 226, dal Comune di Milano, stazione appaltante dell'Atem Milano 1 - Città e Impianto di Milano*" e in particolare il punto 5.3 dell'Allegato A di tale Delibera) evidenziando che tali criteri di valutazione possano costituire un improprio vantaggio competitivo per le imprese che svolgano anche servizi diversi dalla distribuzione del gas nelle aree interessate.



OBIETTIVI STRATEGICI E LINEE DI INTERVENTO 2019-2021: AREA ENERGIA

A. Mercati efficienti ed integrati

OS.16 Sviluppo dei mercati dell'energia sempre più efficienti e integrati a livello europeo

- a. *Riforma organica della regolazione del servizio di dispacciamento fino a pervenire al nuovo Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE), considerando l'esigenza di un tempestivo avvio del mercato infragiornaliero in negoziazione continua sulle frontiere italiane.*
- b. *Revisione della disciplina degli sbilanciamenti al fine di fornire agli utenti del dispacciamento segnali di prezzo rappresentativi del valore dell'energia in tempo reale, superando l'attuale meccanismo basato su aggregazioni zonali/macrozonali statiche, anche attraverso il riferimento ai prezzi nodali.*
- c. *Completamento della disciplina del mercato della capacità e sua evoluzione a seguito dell'entrata in vigore delle norme europee del Clean Energy Package.*
- d. *Revisione delle logiche di attribuzione dei costi di trasporto gas e dei relativi oneri agli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da gas naturale, al fine di evitare sussidi e inefficienze.*
- e. *Completamento della riforma della regolazione del servizio di trasporto e bilanciamento del gas naturale relativa ai prelievi di gas ai city gate, volta a semplificare e a rendere più efficienti i processi che si svolgono a valle del punto di scambio virtuale e che coinvolgono imprese di trasporto, di distribuzione, grossisti e venditori al dettaglio.*
- f. *Rafforzamento degli strumenti di monitoraggio del funzionamento dei mercati, sviluppati anche ai fini REMIT, per individuare e contrastare pratiche abusive, come la manipolazione (o tentata manipolazione) di mercato, le attività di insider trading e, in generale, l'abuso di potere di mercato in tutte le sue forme*

Cogliamo il segnale di priorità conferito dall'Autorità allo sviluppo di **mercati elettrici** più integrati, competitivi, sicuri ed efficienti. Un primo tassello in quest'ottica consiste certamente nell'implementazione del meccanismo di Capacity Market, a cui occorre dare un rapido avvio al fine di assicurare il raggiungimento e il mantenimento dell'adeguatezza del sistema elettrico garantendo, allo stesso tempo, la copertura della domanda nazionale e dei necessari margini di riserva. Al 2030, con il *phase out* del carbone e l'aumento delle rinnovabili (fotovoltaico e eolico), la generazione a gas giocherà un ruolo chiave nel mix energetico italiano. L'efficientamento e il rinnovamento del parco impianti CCGT (tra il 2025 ed il 2030 circa 15-20 impianti, per una potenza complessiva di 6 GW, arriveranno a fine vita utile), infatti, oltre ad assicurare il giusto livello di adeguatezza del sistema e a fornire la flessibilità necessaria per lo sviluppo di generazione rinnovabile non



programmabile, avrà un impatto positivo anche sulle emissioni di CO₂. Il completamento di questo quadro necessita di una visione solida di medio periodo, dando appunto rapidamente avvio al mercato della capacità.

Peraltro, in linea con quanto originariamente predisposto dalla Delibera Arera 98/11, riteniamo fondamentale prevedere l'ottenimento di tutti i titoli autorizzativi alla costruzione e all'esercizio degli impianti (sia per gli impianti greenfield che per i rifacimenti) quale prerequisito necessario alla partecipazione alle aste di prima e piena attuazione, al fine di evitare azzardi morali od importanti alterazioni delle dinamiche concorrenziali in sede d'asta.

Con riferimento alla preannunciata **riforma del mercato del dispacciamento**, riteniamo che, stante l'insita complessità e i possibili impatti per gli operatori essa debba essere oggetto di un ampio dibattito e di un processo di consultazione che coinvolga in più fasi tutti gli operatori interessati.

In questo frangente, supportiamo la definizione di un quadro regolatorio "level playing field", finalizzato al raggiungimento di una piena competizione sui mercati tra tutte le risorse, e condivide gli orientamenti più volte espliciti da parte dell'Autorità in merito all'applicazione delle medesime condizioni tecnico economiche a tutte le risorse abilitate a fornire servizi per il MSD.

Con riferimento alla **riforma della disciplina degli sbilanciamenti**, pur apprezzando il cost reflectiveness che caratterizza il modello nodale, la sua complessità è tale da non consentire valutazioni a preventivo né, tantomeno, simulazioni accurate, in quanto molte delle informazioni necessarie (numero dei nodi e relativa modellizzazione, assetto e vincoli di rete, parametri delle linee e dei trasformatori, etc) sono solamente a disposizione del TSO.

Considerazioni specifiche in merito non possono, infatti, prescindere dalla disponibilità di opportune simulazioni numeriche che evidenzino l'andamento dei prezzi nodali in funzione dei vincoli di rete. Rinnoviamo, pertanto, quanto già auspicato in passato, ossia l'avvio da parte di Terna di uno specifico progetto pilota, che consenta di avere a disposizione la distribuzione dei prezzi nodali sulla rete di trasmissione nazionale; sarebbe in particolar modo opportuno che, nell'ambito del suddetto progetto, si rendessero disponibili i prezzi nodali per l'anno in corso e le relative modalità di calcolo, in parallelo con l'attuale disciplina di settlement e dall'altro si calcolassero i prezzi nodali che si sarebbero formati nell'anno 2018 sulla base degli esiti MSD a consuntivo. Ciò, insieme con gli algoritmi di calcolo, fornirebbe agli operatori delle indicazioni che sono necessarie per una corretta valutazione del nuovo meccanismo.

Questa riforma è passibile di forti impatti sulla redditività degli impianti, soprattutto non programmabili, riteniamo quindi che sia opportuno definire l'avvio della nuova disciplina degli sbilanciamenti con un adeguato preavviso agli operatori in modo che possano tutelarsi dal rischio prezzo e che il processo di consultazione coinvolga tutti gli stakeholder interessati.

Nel complesso, sosteniamo la sfida che l'Autorità sarà chiamata a cogliere nel disciplinare un mercato dell'energia in profonda trasformazione. Con riferimento al



mercato del gas, l'orizzonte temporale di riferimento del quadro in consultazione è caratterizzato da una progressiva modifica della struttura di approvvigionamento del mercato italiano, in conseguenza della ormai prossima scadenza di molti dei contratti di importazione *long term*, stipulati tra gli *shipper* e i produttori a monte del sistema Italia. In questa sede ci preme comunque evidenziare il ruolo fondamentale che i contratti *long term* continueranno ad avere per il sistema anche nel prossimo futuro. Il loro ruolo non può certamente dirsi superato, né per l'importanza che rivestono per la sicurezza per il sistema, né in termini di copertura di una parte significativa del fabbisogno degli operatori, che comunque continueranno a farvi ricorso: si assisterà piuttosto ad una loro evoluzione, ad esempio con possibili riduzione delle durate contrattuali, ma non ad una loro scomparsa, anche in considerazione del ruolo chiave che rivestono nelle scelte di sviluppo e investimento dei produttori a monte. Riteniamo quindi opportuno evidenziare che gli obiettivi strategici del Regolatore riguardino anche logiche di medio/lungo termine. Presupposti alla garanzia di flussi costanti risiedono, infatti, nella disponibilità degli operatori a negoziare contratti di durata sufficientemente estesa, nonché volumi significativi, in un quadro regolatorio stabile.

Sempre sul fronte del gas naturale, apprezziamo il lavoro compiuto da ARERA in questi anni, che ha permesso al mercato italiano di recepire i fondamentali del **Gas Target Model** sviluppato nell'ambito del Terzo Pacchetto Energia, ed in particolare di implementare le modalità di allocazione della capacità di trasporto, la definizione di un meccanismo di bilanciamento delle reti su criteri di mercato e la definizione di un sistema tariffario omogeneo in Europa, così come previsto dai rispettivi Codici di Rete. Con particolare riferimento al TAR (Tariff Network Code), è sicuramente apprezzabile l'ampia condivisione avuta con gli operatori nel rispetto delle tempistiche previste dal TAR medesimo, esempio virtuoso non sempre seguito da altri regolatori europei.

Sempre con riferimento alle **tariffe di trasporto**, non possiamo che apprezzare il recente spostamento del corrispettivo CVfg - fino a poco tempo fa applicato al gas immesso in rete - a valle del PSV. Tale misura va nella direzione più volte auspicata di sviluppare un hub in grado di garantire segnali di prezzo "strutturalmente affidabili", puramente determinati da dinamiche di mercato e non inficiato da corrispettivi che oltretutto non sono non direttamente legati ai costi attribuibili all'attività di trasporto.

Non va comunque dimenticato che in Italia, il gas naturale contribuisce alla generazione elettrica per oltre il 45% dell'energia prodotta, assicurando la sicurezza del sistema e fornendo il necessario back-up alle fonti rinnovabili non programmabili. Nel quadro della transizione energetica italiana del phase-out del carbone e della penetrazione delle FER, è certamente necessario assicurare la presenza di un sistema gas sostenibile, sicuro e competitivo. In tal senso, condividiamo la necessità di una riflessione con gli operatori, sempre nei principi del TAR, circa gli oneri che gravano sul gas destinato alla produzione termoelettrica al fine di aumentare la competitività del gas, con possibili effetti positivi sulla bolletta elettrica del consumatore finale



Con riferimento alla **riforma ai *city gate***, abbiamo accolto con favore la volontà del Regolatore di procrastinarne l'avvio al prossimo ottobre 2020 (delibera 147/2019/R/gas) diversamente da quanto inizialmente prospettato. Riteniamo infatti opportuno che tutti gli aspetti di dettaglio e in particolare il raccordo con la nuova disciplina tariffaria, in vigore da gennaio 2020, siano chiariti anzitempo, per garantire un sufficiente periodo di apprendimento per tutti gli attori coinvolti e per poter impostare adeguatamente l'avvio della prossima campagna commerciale degli operatori.



OS.17 Funzionamento efficiente dei mercati retail e nuove forme di tutela dei clienti di piccola dimensione nel contesto liberalizzato

- a) *Adeguamento della regolazione dei servizi di ultima istanza per i clienti senza un fornitore sul mercato libero alla data del termine dei regimi di tutela. Ciò comporta la definizione del servizio di salvaguardia - di cui alla legge 124/17 - per i clienti attualmente aventi diritto al servizio di maggior tutela e l'eventuale revisione degli altri servizi di ultima istanza oggi esistenti.*
- b) *Sviluppo e adeguamento delle forme di tutela non di prezzo, quali la manutenzione e il rafforzamento delle tutele contrattuali (Codice di condotta, condizioni contrattuali delle offerte PLACET e altre condizioni contrattuali standard) e la revisione della qualità del servizio di vendita e del sistema di tutele nel contesto di evoluzione degli strumenti di gestione del rapporto con il cliente finale. L'evoluzione della regolazione dovrà tra l'altro consentire l'utilizzo di modalità di relazione dirette e innovative verso i clienti più dotati di competenze e strumenti, ma altresì conservare modalità di tutela tradizionali (ed eventualmente intermedie) per gli altri clienti finali.*
- c) *Adeguamento degli aspetti contrattuali e regolatori che tutelino il cliente finale e permettano al contempo lo sviluppo delle nuove forme di aggregazione della domanda, delle offerte di servizi di flessibilità abilitati dal nuovo panorama tecnologico emergente e della diffusione della digitalizzazione.*
- d) *Avvio/prosecuzione di specifiche campagne di comunicazione/informative volte ad accompagnare il processo di rimozione delle tutele di prezzo nel settore energetico.*

Sosteniamo l'obiettivo di completare l'apertura del mercato finale entro 1° luglio 2020, per il raggiungimento di un mercato energetico concorrenziale, innovativo ed efficiente, a beneficio dei consumatori. A tal fine, le modalità con le quali sarà gestita la transizione, in particolare per quei clienti che non avranno ancora scelto un fornitore sul mercato libero alla data del fine tutela, risulteranno cruciali per assicurare che l'intero processo conduca ad un esito di mercato effettivamente concorrenziale e pluralistico, in termini di operatori e offerte presenti sul mercato, così come previsto dal dettato della norma. Perché ciò avvenga, è a nostro avviso opportuno che siano identificate soluzioni che mirino a ridurre l'elevato livello di concentrazione registrato sul mercato della vendita di energia elettrica ai clienti domestici e PMI, impedendo agli attuali fornitori di maggior tutela di esercitare il proprio potere di mercato.

La realizzazione di un'adeguata **campagna comunicativa sulla prevista fine dei regimi di tutela** del prezzo è certamente l'altro passaggio fondamentale per garantire una buona riuscita dell'intero processo e soprattutto per accrescere la consapevolezza dei clienti finali e conseguente stimolarne l'attivazione spontanea e il coinvolgimento circa le diverse opportunità offerte dal mercato libero. Questo anche al fine di limitare la diffusione di informazioni errate e la strumentalizzazione



opportunistica del processo di fine tutela da parte di alcuni operatori, a danni dei clienti meno capacitati. Su questo aspetto, auspichiamo che i prossimi interventi comunicativi nelle responsabilità di ARERA risultino più incisivi rispetto a quanto realizzato fino ad oggi (i.e. l'inserimento di un generico messaggio tra le numerose comunicazioni inserite nella bolletta) e siano adeguatamente studiati in termini di messaggio e scelta dei canali comunicativi per risultare di ampia diffusione e di immediata comprensione per tutti i consumatori. Un esempio potrebbe essere quello delle pubblicità progresso presenti sulla stampa e sui canali televisivi di stampo generalista.

Con riferimento al proposto **adeguamento delle forme di tutela non di prezzo**, così come degli aspetti contrattuali e regolatori, ricordiamo che molto è già stato fatto dall'Autorità nel corso degli ultimi anni in un'ottica propedeutica rispetto alla rimozione del regime di prezzi regolati: si pensi ad esempio all'introduzione delle offerte PLACET e all'entrata in operatività del Portale Offerte, ma anche all'arricchimento e al riordino organico in Testi Integrati di tutte le discipline che regolano ogni aspetto di dettaglio della vendita di energia ai clienti finali. Riteniamo pertanto che il quadro regolatorio vigente già garantisca un elevato livello di tutela dei clienti finali (certamente molto più elevato rispetto ad altri settori) e rileviamo piuttosto la necessità di adottare un approccio regolatorio meno invasivo e di dettaglio, soprattutto con riferimento alle attività connesse al post-vendita, al fine di favorire la cosiddetta innovazione di mercato ed evitare che la regolazione impedisca o comunque rallenti la possibilità di offrire ai clienti soluzioni innovative, quando non perfettamente inscrivibili nei parametri standard.



OS.18 Razionalizzazione e semplificazione dei flussi informativi per un corretto funzionamento dei processi di mercato

- a. *Superamento progressivo dei meccanismi di profilazione dei prelievi nonché delle immissioni e utilizzo delle misure effettive ai fini della definizione delle partite fisiche del servizio di dispacciamento.*
- b. *Sviluppo di strumenti di data management per l'utilizzo e la messa a disposizione agli operatori e ai clienti finali tramite il Sistema Informativo Integrato, dei dati relativi ai clienti stessi e alle forniture, nonché dei dati di misura, rilevati dai soggetti responsabili.*

Supportiamo un prosieguo dell'attività di centralizzazione sul **Sistema Informativo Integrato** delle informazioni e della gestione dei processi di interazione tra venditori e distributori. Evidenziando tuttavia la necessità che per gli sviluppi indirizzati al completamento del processo SII-centrico sia definita una roadmap di attività che consenta agli operatori di pianificare in maniera ordinata e organica gli interventi sui propri sistemi informativi. Allo stesso modo condividiamo il percorso prospettato di progressivo superamento dei meccanismi di profilazione dei prelievi e delle immissioni.



OS.19 Miglioramento degli strumenti per la gestione del rischio di controparte nei servizi regolati

- a) *Sviluppo di strumenti per misurare la solidità finanziaria degli operatori e la loro solvibilità nei pagamenti nei confronti del sistema, anche al fine di fornire elementi utili per l'aggiornamento degli elenchi dei soggetti autorizzati alla vendita (Albo venditori), nonché la capacità di tali soggetti di gestire i processi e i servizi caratteristici dell'attività, in particolare quelli di immediata ripercussione sulla clientela.*
- b) *Evoluzione di sistemi di garanzie minimali e di meccanismi di recupero degli insoluti dei venditori - con particolare riferimento alle quote relative agli oneri generali di sistema nel settore elettrico - volti a garantire le esigenze di gettito per le finalità di interesse generale (quali la promozione delle FER) e, al contempo, minimizzare il ricorso ai clienti finali per la copertura degli insoluti presso i clienti finali. Tali interventi si fondano sull'incentivazione di tutti i soggetti della filiera elettrica alla gestione efficiente del credito, pur mantenendo le attuali modalità di riscossione e lasciando immutato il ruolo dei venditori e dei distributori.*

Appreziamo l'intento dell'Autorità di contribuire, sulla base della propria approfondita conoscenza del mercato, alla definizione degli strumenti per misurare il grado di affidabilità e competenza degli operatori iscritti all'**Albo venditori di energia elettrica** e riteniamo che tra questi, in particolar modo quando si tratti di fornire clienti di piccole dimensioni e maggiormente meritevoli di protezione (quali ad esempio i domestici), dovrebbe essere vagliata anche la capacità di garantire loro determinati standard di servizio attraverso un'esperienza pregressa di servizio di una customer base di dimensioni rilevanti e il conseguente possesso di una struttura organizzativa adeguata.

L'introduzione di requisiti adeguatamente stringenti per poter operare sul mercato finale della vendita avrà auspicabilmente, tra le principali conseguenze, anche una riduzione del rischio sistemico connesso al verificarsi di inadempienze da parte di soggetti operanti nella filiera, con conseguente beneficio per la raccolta del gettito relativo agli **oneri generali di sistema**. Ciò nondimeno, è quanto mai opportuno che si pervenga rapidamente ad una soluzione a regime della crisi in cui ormai da alcuni anni versa il sistema di raccolta e gestione degli oneri di sistema del settore elettrico. Una soluzione che, a nostro avviso, dovrà agire lungo due direttrici parallele.

- Riconoscere la scarsa efficacia degli strumenti nelle disponibilità dei venditori di energia per gestire la morosità dei clienti finali (da cui origina gran parte del problema di mancato incasso del gettito connesso agli oneri) e introdurre nuove misure di contrasto al fenomeno (prendendo ad esempio spunto da modelli applicati efficacemente in altri Paesi, come le cd. "supplier objections" introdotte dal regolatore inglese OFGEM);
- Ottemperare ai principi sanciti dalla giurisprudenza amministrativa, che ha



ricosciuto nel cliente finale, e dunque non nel venditore di energia, il soggetto obbligato al versamento degli oneri di sistema.

Certamente, l'attribuzione della responsabilità di gestione del gettito degli oneri di sistema ad un soggetto terzo, che in analogia con quanto avviene per la riscossione del Canone RAI intervenga una volta che il venditore ha esaurito tutti gli strumenti a sua disposizione per recuperare il credito, potrebbe rappresentare una soluzione in linea con gli obiettivi sopra delineati.

A prescindere dal disegno della soluzione a regime, preme evidenziare come dovranno essere identificate idonee modalità per reintegrare i venditori degli oneri di sistema già versati e non più recuperabili almeno a partire dal 1 gennaio 2016, data di entrata in vigore della regolazione annullata dalle sentenze giurisprudenziali.



B. Sviluppo selettivo e uso efficiente delle infrastrutture energetiche

OS20. Regolazione per obiettivi di spesa e servizi

- a. *Progressivo e graduale superamento dell'attuale approccio di riconoscimento dei costi, differenziato tra costi operativi e costi di capitale, a favore di un approccio integrato che responsabilizzi gli operatori. In particolare, il nuovo approccio integrato si focalizza sui seguenti aspetti: previsioni e piani di sviluppo realistici, fondati sulle future ed effettive esigenze dei clienti del servizio; incentivi per il migliorare il livello di performance, in termini di efficienza, economicità e qualità del servizio; rimozione di eventuali barriere regolatorie allo sviluppo di soluzioni innovative.*
- b. *Completamento, in particolare per la distribuzione gas, del percorso di allineamento del costo riconosciuto verso costi efficienti e standardizzati, superando le attuali differenziazioni esistenti in base alla scala dell'operatore.*
- c. *Sviluppo di una regolazione che, specie nel settore del gas naturale, responsabilizzi le imprese di distribuzione alla minimizzazione degli oneri che il sistema sostiene per le perdite e più in generale per le differenze fra il gas immesso nella rete e quello consegnato ai clienti finali.*
- d. *Messa a punto e implementazione del meccanismo tariffario parametrico per gli operatori di minore dimensione della distribuzione elettrica, favorendo la convergenza verso tale meccanismo anche per le imprese che operano su isole non interconnesse.*
- e. *Revisione dei criteri di allocazione dei costi di rete (sia nel settore dell'energia elettrica che nel settore gas) alle diverse tipologie di utenza (inclusi i produttori, tenendo conto per es. dei flussi inversi di potenza), nonché dei criteri per la definizione dei contributi di connessione.*
- f. *Rafforzamento degli strumenti, anche regolatori, per prevedere la valutazione integrata dei piani di sviluppo infrastrutturale, consolidando le azioni già in corso a livello di trasmissione elettrica e trasporto gas ed estendendole, per quanto possibile, a livello di infrastrutture locali di distribuzione di elettricità, gas e teleriscaldamento.*
- g. *Sviluppo di una regolazione dello stoccaggio che tenga conto della remunerazione dal livello del servizio reso, valutato tenendo conto del beneficio apportato al sistema in termini di economicità e di sicurezza delle forniture.*

Con riferimento alla possibile revisione dei **criteri di allocazione dei costi di rete** (sia nel settore dell'energia elettrica che del gas), auspichiamo che - stante l'impatto potenziale di tale riforma - essa avvenga mediante un'ampia consultazione con gli operatori e in modo tale che la sua definizione avvenga con congruo anticipo rispetto alla sua implementazione. Come più volte evidenziato, è di fondamentale



importanza per gli operatori avere un congruo preavviso per potersi adeguare, sia da un punto di vista informatico che commerciale. Inoltre, riteniamo che tale riforma non possa prescindere da una discussione più ampia a livello europeo, che, nel caso delle tariffe del gas prenda piede nell'ambito della possibile evoluzione del Tariff Network Code.

Con riferimento alla linea di intervento a), condividiamo l'importanza dell'introduzione di **meccanismi di riconoscimento dei costi** più trasparenti, soprattutto in ottica di revisione e superamento dell'approccio *RAB-based*. In particolare, riguardo allo sviluppo di forme innovative di utilizzo della rete di trasporto come il biometano, auspicando la rimozione delle barriere regolatorie, vorremmo sottolineare l'importanza di adottare meccanismi di supporto e incentivazione di tali soluzioni, che non comportino, tuttavia, sovrainvestimenti da parte degli operatori di trasporto.

Sempre con riferimento al medesimo obiettivo relativo ai meccanismi di riconoscimento dei costi degli operatori infrastrutturali, non è chiaro se la linea di intervento a) sia rivolta anche al settore dello Stoccaggio gas e se, in caso affermativo, essa sia limitata agli operatori di maggior dimensione.

Dalla lettura delle motivazioni a supporto del cambiamento regolatorio¹, sembra, infatti, che tale innovazione non sia indirizzata, quantomeno in una fase iniziale, a tutti gli operatori.

In tal caso, riteniamo che si debbano tenere nella giusta considerazione le sostanziali differenze dimensionali e di flessibilità operativa rispetto all'impresa maggiore di stoccaggio.

Riteniamo condivisibile che la regolazione tariffaria miri ad incentivare il miglioramento del livello di *performance*, in termini di efficienza, economicità e qualità del servizio, attraverso la messa a disposizione degli utenti di servizi e prodotti con caratteristiche di crescente flessibilità. Tuttavia, occorrerà far attenzione a non esporre gli operatori di stoccaggio ai rischi tipici del mercato, il cui buon andamento dipende da variabili esogene, ovvero al di fuori del controllo delle imprese di stoccaggio, che possano pregiudicare la capacità di queste ultime di recuperare integralmente i propri costi.

Pertanto, come osservato in occasione della consultazione dello scorso anno sui meccanismi incentivanti per l'erogazione di servizi di stoccaggio (DCO 155/18), riteniamo opportuno che sia mantenuta per le imprese di stoccaggio la possibilità di coprire i propri costi tramite l'allocatione al mercato dei servizi "base" (le cui capacità sono generalmente indicate nel DM annuale del MISE) preservando con

1 Pag. 40: "La necessità di adeguare i meccanismi di riconoscimento dei costi risiede soprattutto nella necessità di orientare gli sviluppi e gli investimenti dei sistemi in modo trasparente, superando lo schema "RAB-based" attualmente vigente che può indurre sovra-investimenti o priorità di investimento non sufficientemente orientate all'utilità per il sistema. La transizione regolatoria deve essere compiuta gradualmente, tenendo conto sia del diverso grado di maturità dei piani di sviluppo e dei piani industriali nei diversi segmenti infrastrutturali delle due filiere, sia delle dimensioni dei soggetti regolati. Questo nuovo approccio integrato sarà focalizzato sui grandi operatori, mentre per gli operatori di media e piccola dimensione sono state già introdotte forme di riconoscimento parametrico dei costi che andranno consolidate ed estese."



questi la continuità e la ciclicità nel tempo dei giacimenti, mentre a beneficio ulteriore del sistema siano previsti adeguati incentivi a rendere disponibili strumenti di flessibilità sempre più attrattivi per il mercato, comunque nel rispetto di una gestione efficiente e sicura degli stoccaggi.

D'altra parte, come sottolineato dalla stessa Autorità nelle conclusioni dell'istruttoria conoscitiva circa lo stato delle prestazioni fornite dai campi di stoccaggio dell'impresa maggiore di stoccaggio (Stogit) (Allegato alla Delib. 589/2017), risulta complesso *“stabilire una relazione semplice e automatica tra il livello dei ricavi riconosciuti e garantiti e prestazioni erogate e soprattutto del valore di queste per il mercato e più in generale per il sistema”*, *“stante la difficoltà nel fissare amministrativamente valori target (valori di efficienza nel conferimento delle capacità da parte dell'impresa di stoccaggio) potrebbe facilmente tradursi in una mera penalità senza promuovere una reale evoluzione”*.

In generale la logica di revisione dei meccanismi di incentivazione dovrebbe salvaguardare gli investimenti già realizzati ed in esercizio, o comunque in corso.

Ricordiamo che lo **stoccaggio di gas naturale** svolge un ruolo essenziale anche nella transizione verso la crescente decarbonizzazione e decentralizzazione dei sistemi energetici. A questo proposito, accogliamo favorevolmente la volontà del Regolatore di accompagnarne lo sviluppo efficiente, in considerazione della crescente importanza che avranno gli investimenti in ulteriore capacità di punta in termini di flessibilità dei servizi di stoccaggio erogati.

Sempre con riferimento a tale settore, esprimiamo particolare apprezzamento per il confronto avviato con gli operatori (gruppo di lavoro GES) che ha portato alla definizione del progetto di sperimentazione di un sistema incentivante per la messa a disposizione di ulteriore flessibilità. Auspichiamo il mantenimento di un simile approccio anche per il futuro. Infatti, la discussione intavolata tra l'Autorità e gli *stakeholders* ha portato alla definizione del progetto di sperimentazione di un sistema incentivante per la fase di erogazione dell'anno termico di stoccaggio 2018/2019 e, successivamente, anche per la fase di iniezione 2019/2020. Rinnoviamo, pertanto, quanto già auspicato in passato, ossia l'importanza per l'operatore di poter disporre di capacità extra - primaria e non solo secondaria - soprattutto nei momenti di maggior tensione per il sistema. Ci riferiamo, in particolare, alla disponibilità di capacità di erogazione aggiuntiva nell'ambito delle aste di breve termine nei giorni di picco della domanda gas.

Riguardo, invece, ai **sistemi di accumulo di energia elettrica**, riteniamo fondamentale che l'installazione e la gestione di tutti i sistemi di stoccaggio siano effettuati esclusivamente da operatori di mercato, escludendo in modo chiaro a livello normativo e regolatorio la possibilità di realizzarli da parte di operatori di rete, che invece, dovrebbero definire le necessità del sistema stimolando il mercato alla realizzazione dei giusti investimenti.

Infine, spostandoci sul **GNL**, abbiamo osservato che le linee programmatiche che orienteranno l'azione di regolazione nei prossimi tre anni non contengono riferimenti alle iniziative in corso in materia di servizi Small Scale del GNL.



Tuttavia, riteniamo opportuno richiamare l'importante ruolo che il Regolatore potrà svolgere per definire una cornice di regole che possa contribuire alla più ampia ed efficiente diffusione di tale combustibile.

I benefici derivanti dallo sviluppo della filiera del combustibile GNL sono stati ben evidenziati nel Quadro Strategico Nazionale allegato al decreto di recepimento della Direttiva "DAFI" (D.Lgs. 257/16), e successivamente ribaditi nella SEN e nello schema di Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC) inviato alla Commissione Europea a fine 2018, al momento in consultazione pubblica.

Lo sviluppo della filiera del GNL è uno degli strumenti individuati dal Legislatore per il raggiungimento degli obiettivi afferenti alle "dimensioni" della decarbonizzazione dei consumi energetici, del mercato interno dell'energia, della sicurezza energetica e della competitività indicati nel PNIEC.

La sua vasta gamma di utilizzi sia in forma liquida che gassosa (trasporto stradale e marittimo, utenze industriali e/o residenziali *off grid*, distribuzione nei sistemi isolati per l'utenza civile, industriale e del terziario, rende il GNL uno dei vettori energetici più flessibili e sostenibili per il raggiungimento dei suddetti obiettivi.

Tuttavia, per favorirne la sua più ampia diffusione, in particolare in Sardegna, occorre, dal nostro punto di vista, prevedere un quadro delle norme che sostenga efficacemente la realizzazione dei necessari investimenti e che crei le condizioni perché ci sia un effettivo sviluppo del mercato, anche, come indicato nel PNIEC a proposito delle politiche e delle misure per lo sviluppo delle infrastrutture di trasmissione dell'energia nel settore gas, attraverso l'allineamento dei prezzi con le altre aree del paese (pag. 152 del PNIEC) *"ove fossero adottate soluzioni infrastrutturali/regolatorie che consentano di equiparare gli oneri di sistema nonché le reti di distribuzione cittadine già esistenti (in sostituzione dell'attuale gas propano) e in costruzione, tutte già oggi compatibili con il gas naturale"*.



OS.21 Promozione della qualità del servizio e sostegno all'innovazione per nuovo ruolo delle imprese di distribuzione

- a) *Nuovi meccanismi per il miglioramento della qualità del servizio, mirati alle aree con livelli peggiori di qualità del servizio della media nazionale, e coerenti con la logica di responsabilizzazione degli operatori di rete.*
- b) *Sviluppo dei sistemi di smart metering di seconda generazione (2G) nel settore elettrico, completando e semplificando il quadro regolatorio in modo da permettere la rapida diffusione di sistemi di misura a elevate funzionalità.*
- c) *Completamento del passaggio a sistemi di misura smart nel settore gas con la conferma del loro deployment (e progressiva estensione agli operatori di minore dimensione), rendendo possibili fin da subito soluzioni con più elevate funzionalità ove il differenziale di costo sia limitato o comunque inferiore ai benefici attesi.*
- d) *Approfondimento e analisi delle problematiche relative a possibili segnali economici associati alla struttura tariffaria in relazione all'utilizzo temporale e spaziale della rete.*

Lo sviluppo dei sistemi di **smart metering** è fondamentale, tanto nel settore elettrico quanto in quello gas, per poter offrire ai clienti finali un servizio efficiente e consentire a tutti gli attori un'interazione rapida, completa ed efficace. I sistemi di smart metering sono inoltre vitali per lo sviluppo di offerte innovative a vantaggio dei clienti finali da parte degli operatori, grazie alle funzionalità avanzate che consentono di sviluppare proposte adatte alle diverse esigenze dei clienti finali.

Per quanto riguarda il settore elettrico, siamo favorevoli alla diffusione degli smart meter 2g, ricordando i vantaggi che proverebbero da un roll out uniforme da parte di tutti i distributori, in modo da non discriminare i clienti con livelli di tecnologia diversa e non creare un "Paese a due velocità", come correttamente evidenziato dalla stessa ARERA in un recente documento di consultazione in materia. Si segnala tuttavia la necessità che non soltanto proceda rapidamente la diffusione e installazione degli smart meter di nuova generazione, ma che sia anche al contempo assicurato un pieno ed efficiente funzionamento dei processi di attivazione e gestione ad essi legati, in modo da garantirne la piena funzionalità.

Con riferimento al settore del gas, si segnala la necessità di completare al più presto il passaggio a sistemi smart, in modo da garantire un servizio puntuale e preciso ai clienti finali e consentire a venditori e distributori un accesso rapido e uniforme ai dati di consumo dei clienti.



C. Promozione di un quadro coerente di regole europee e nazionali

OS.22 Promozione di regole coerenti con la specificità del sistema nazionale

- a. *Promozione di decisioni di ACER che rispettino l'architettura central dispatch del sistema italiano nell'ambito dell'adozione delle metodologie previste dai regolamenti europei già in vigore per il settore elettrico (in particolare i regolamenti relativi al disegno dei mercati e alla gestione operativa dei sistemi).*
- b. *Promozione atti di normativa secondaria (codici di rete e linee guida per il settore elettrico) coerente con gli assetti nazionali, in particolare relativamente ai Centri regionali di controllo, alla funzione del market coupling, agli accumuli, ai servizi ancillari e alla partecipazione della domanda al mercato.*
- c. *Contributo attivo alle nuove proposte legislative europee relative alle misure per la decarbonizzazione del settore del gas naturale, che dovrebbero vedere la luce nel corso del 2020.*
- d. *Promozione di un nuovo assetto del mercato europeo del gas naturale che superi la definizione di aree entry-exit nazionali e consenta la copertura dei costi di trasporto attraverso modalità non distorsive del funzionamento dei mercati interconnessi e in grado di massimizzare i benefici per i consumatori finali.*
- e. *Promozione di un pieno e rapido allineamento al modello di regolazione europea dei regimi regolatori dei paesi extra-UE, in particolare per quelli con cui il sistema elettrico italiano si troverà a essere interconnesso (nel breve periodo Montenegro e area balcanica e nel medio periodo area mediterranea) e collaborazione con i regolatori dell'Energy Community e di Medreg.*
- f. *Cooperazione con ACER e con i regolatori esteri per l'individuazione delle migliori soluzioni atte a favorire la concorrenza nel mercato nazionale, la sicurezza, la diversificazione e l'economicità degli approvvigionamenti con riferimento alla definizione di opportuni regimi regolatori sovranazionali per la realizzazione (o la dismissione) di infrastrutture di interesse transfrontaliero.*

Nel corso degli ultimi anni, il rilievo assunto dai processi di integrazione tra mercati energetici nazionali si è progressivamente rafforzato e l'implementazione del target model europeo (e dei relativi Codici di Rete/Linee Guida) è stato ed è tuttora foriera di notevoli impatti per il nostro sistema. Infatti, l'implementazione degli obiettivi europei ha messo in luce le diversità dei sistemi nazionali e dimostra che in alcuni casi la soluzione "one size fits all" comporta il sorgere di notevoli complessità. Non possiamo quindi che concordare con l'obiettivo di ARERA di finalizzare il processo di adeguamento del mercato italiano, preservando però le peculiarità proprie del mercato italiano.

Una riflessione approfondita andrebbe svolta sull'esigenza stessa di limiti di **prezzi**



negativi nel mercato italiano. A livello teorico, l'introduzione di limiti di prezzo negativi deriva dall'esigenza di affrontare condizioni di eccesso di offerta di energia elettrica secondo criteri di merito economico. Precondizione fondamentale perché lo strumento dei prezzi negativi possa svolgere la propria funzione è la presenza di risorse selezionabili sulla base di criteri di mercato e che possano in tempo reale essere tecnicamente limitate o modulabili in maniera selettiva (sia lato produzione sia lato carichi). Tale funzione è attualmente svolta da MSD mercato che assicura il mantenimento in sicurezza del sistema.

Qualora si registrasse una esigenza concreta di introdurre limiti di prezzo negativi nei mercati MGP ed MI, si sottolinea la necessità intervenire specularmente sul mercato MSD così da evitare di penalizzare eccessivamente gli operatori di mercato: ad esempio, nell'eventualità di prezzi negativi in MGP/MI e successiva chiamata a spegnere in MSD deve essere lasciata l'opportunità all'operatore quantomeno di azzerare la perdita. Il vincolo di non negatività attualmente previsto nel mercato MSD, a prescindere dall'esistenza o dal manifestarsi di prezzi negativi nei mercati day ahead e intra day, risulta già attualmente stringente e scarsamente cost-reflective. Tuttavia, è utile sottolineare che la modifica dei limiti di equilibrio inferiori dei mercati a pronti è un intervento di difficile valutazione in un contesto di profonda riforma del mercato del dispacciamento. Appare dunque opportuno affrontare le riflessioni in concomitanza con il processo di revisione del mercato del dispacciamento.

Con riferimento al **mercato del gas**, ricordiamo il ruolo chiave assegnatogli dal PNIEC nella transizione energetica. Per il 2030, il Piano prevede che l'Italia consumi circa 60 miliardi di metri cubi di gas, mentre nel corso del 2018, sono stati consumati nel Paese 72,7 miliardi di metri cubi (e ben 75 miliardi nel 2017). Gli attuali contratti di fornitura non saranno sufficienti a soddisfare la domanda di gas nel medio-lungo termine e sarà dunque necessario aggiornare rapidamente il nostro modello di approvvigionamento, attraverso il rinnovo o l'introduzione di nuovi contratti, accompagnati da un aggiornamento delle infrastrutture di importazione.

Nel contesto attuale, la possibilità di approvvigionarsi da fonti diverse appare ancora più importante alla luce del differenziale di prezzo dell'energia tra il mercato italiano e i mercati del Nord Europa. Con l'avvio del Nord Stream 2, una quota considerevole delle forniture russe destinate all'Italia potrebbe provenire dalla Germania, rendendo così il gap competitivo un fattore strutturale.

In questo frangente risulta fondamentale l'apporto di nuove rotte di approvvigionamento che offrano al sistema nazionale valide opzioni strategiche di diversificazione. In tal senso, ricordiamo il **sistema Poseidon/EastMed** che ha l'obiettivo di sfruttare la rotta tra Grecia e Italia per collegare l'Italia alle nuove scoperte del Mediterraneo orientale e rappresenta un'opzione sicura in grado di garantire al Paese un accesso di lungo termine alle risorse della regione. Il progetto ha già ottenuto il riconoscimento di *status* di progetto strategico, sia a livello europeo che nazionale, proprio in ragione della sua predisposizione alla



diversificazione delle fonti e delle rotte di approvvigionamento del gas². Con particolare riferimento al gasdotto Poseidon, diventa ormai improcrastinabile la necessità di svolgimento del market test, così come previsto dalla Direttiva 73/2009, al fine di concludere la procedura per la valutazione della richiesta di esenzione, già depositata ma ancora pendente, in tempi compatibili con la realizzazione del Progetto, al fine di non compromettere la competitività del progetto.

Sosteniamo vivamente da un lato la presenza dell'Autorità nei principali tavoli di lavoro europei e dall'altra lo studio delle diverse scelte regolatorie compiute nei paesi europei, al fine di cogliere le best practice sin qui maturate. Riterremo particolarmente apprezzabili eventuali iniziative promosse dall'Autorità, ad esempio tramite appositi gruppi di lavoro, che promuovano una proficua discussione con gli stakeholder nazionali su tematiche ancora in via di definizione a livello europeo, al fine di promuovere, già in quelle sedi, la ricerca di soluzioni affini e maggiormente compatibili con il modello italiano.

Per quanto riguarda la promozione di un nuovo assetto del mercato europeo del gas naturale che superi la definizione di **aree entry-exit nazionali**, riteniamo fondamentale che la riflessione sia svolta a livello europeo in maniera tale da tenere in debita considerazione tutti gli aspetti di dettaglio. E' in effetti da considerare come la promozione di un mercato tariffario unico non possa prescindere dalle problematiche relative alla remunerazione dei diversi TSO europei, molti dei quali gestiscono "di fatto" dei transiti e necessitano quindi di un sistema di *inter TSO compensation* piuttosto articolato.

2 I benefici del progetto di gasdotto Poseidon sono stati confermati dalla recente analisi costi benefici prodotta dall'associazione degli operatori del trasporto gas europei, i cui risultati hanno evidenziato che il sistema East/Med-Poseidon produce esternalità positive superiori ai costi per la realizzazione delle opere stesse, migliorando la sicurezza energetica, promuovendo la diversificazione delle fonti e delle rotte, con conseguenti impatti positivi sulla crescita della liquidità dei mercati di Italia, Grecia, Europa sud-orientale e occidentale.



OS.23 Collaborazione con altre istituzioni sui temi regolatori, di sostenibilità ed economia circolare

- a) *Implementazione nell'ordinamento nazionale delle norme europee destinate ad entrare in vigore nel prossimo triennio; nello specifico si fa riferimento alla Direttiva sulla promozione dell'uso delle energie rinnovabili (Direttiva 2018/2001) entro il 30 giugno 2021 e la Direttiva per il mercato interno dell'energia elettrica entro il 31 dicembre 2020.*
- b) *Valutazione, nel medio termine, della possibilità di prevedere forme di coordinamento nel rilascio delle concessioni di distribuzione di gas ed elettricità al fine di favorire pianificazioni di sviluppo e rinnovo delle infrastrutture coordinate ed efficienti oltre che coerenti con le strategie energetiche del Paese.*
- c) *Sostegno tecnico per l'avvio di forme di trasferimento parziale alla fiscalità generale degli oneri di sistema e dell'eliminazione di tutte le forme di tassazione implicita che prevedono il versamento al bilancio dello Stato di somme raccolte tramite gli oneri.*
- d) *Sostegno tecnico a misure di sviluppo efficiente della mobilità sostenibile che minimizzi le emissioni per passeggero*km e prenda in considerazione sia il vettore elettrico che i green gas e in particolare il biometano.*
- e) *Proposte per il sostegno all'efficienza energetica a livello sistemico che tengano conto delle indicazioni contenute nel PNIEC e che stimolino anche i clienti industriali, compresi gli energivori, ad un continuo miglioramento energetico dei propri processi industriali.*

Abbiamo accolto positivamente le misure legislative introdotte nel **Clean Energy Package**, che contribuiranno a rendere maggiormente competitiva l'Unione Europea nella transizione energetica e a ridisegnare il profilo del mercato elettrico europeo. Dal momento che il nuovo pacchetto normativo delineato dalla Commissione Europea prevede numerosi elementi con impatto diretto sulla regolamentazione del mercato, auspichiamo un coinvolgimento attivo dell'Autorità nella fase di recepimento delle direttive a livello nazionale.

Con riferimento al tema degli **oneri generali di sistema**, in linea di principio, la soluzione per superare le criticità connesse al loro attuale sistema di gestione potrebbe essere rappresentata dal trasferimento dei medesimi alla fiscalità generale, escludendoli quindi dalle bollette. Riteniamo, tuttavia, che si debba condurre una più ampia riflessione in merito per valutare i possibili rilevanti impatti sulle iniziative di efficientamento energetico.

Un siffatto modello rappresenta, da un lato, un vantaggio nell'ambito del mercato della vendita al dettaglio, dando origine ad un sistema più semplice e maggiormente comprensibile per il cliente finale e consentendo al prezzo dell'energia elettrica di fornire segnali allineati con il costo proprio della fornitura di energia, rendendo così il mercato retail maggiormente coerente con le evoluzioni future.



D'altro canto, si auspica che la riflessione su una possibile evoluzione di questo tipo non costituisca un vincolo alla realizzazione di un sistema più consono alla gestione della generazione distribuita e che di quest'ultima sappia cogliere e valorizzare i benefici, ambientali ed economici, che emergeranno a livello locale consentendo ai prosumer di acquisire maggior consapevolezza e autodeterminazione nei propri impieghi energetici, concretizzando anche in questo modo l'empowerment dei consumatori.

L'incentivazione indiretta degli autoconsumi, attraverso la totale o parziale esenzione dal pagamento degli oneri di sistema, ha infatti finora rappresentato uno strumento valido e vitale per lo sviluppo delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica. Risulta, pertanto, fondamentale il mantenimento dello strumento per gli impianti esistenti, al fine di salvaguardare il rientro economico degli investimenti finora effettuati. Per supportare lo sviluppo futuro degli investimenti, invece, sarebbe utile che gli enti competenti, con il contributo tecnico di ARERA, avviassero rapidamente una riflessione sulla revisione del sistema energetico italiano, che favorisca lo sviluppo di comunità energetiche locali intese come "sistemi autonomi" (eventualmente anche in grado di gestire oneri e rischi tecnici della distribuzione locale), permettendo di implementare il modello tecnico-economico-normativo indicato dalla comunità europea. Tale modello, che si sta diffondendo in altri paesi, si orienta verso reti locali autosufficienti, responsabili e virtuose in grado di occuparsi efficacemente ed efficientemente dei propri fabbisogni locali (anche in forma aggregata con altri contesti locali).

In sintesi, a nostro avviso appare necessario mantenere nel breve-medio periodo l'attuale sistema di incentivazione indiretta attraverso l'esenzione dal pagamento degli oneri di sistema, che ha rappresentato uno stimolo efficace per gli investimenti. Successivamente, una volta raggiunta un'adeguata capacità installata, dovrebbe essere valutata la sostituzione di tale meccanismo con forme di incentivazione esplicita, in grado di sostenere configurazioni di autoconsumo efficienti, flessibili e sostenibili.

Sul fronte della **mobilità sostenibile**, riteniamo importante raggiungere per rendere gli spostamenti privi di emissioni e per migliorare la qualità dell'aria negli ambienti urbani. Per questo vede con favore l'intenzione dell'Autorità di offrire un proprio sostegno tecnico alle altre istituzioni responsabili, prendendo in considerazione non soltanto il vettore elettrico ma anche le potenzialità, a nostro avviso molto interessanti, dei cosiddetti green-gas, tra cui il biometano che presenta un potenziale tecnico molto interessante. Sicuramente, infatti, la decarbonizzazione del settore dei trasporti può essere accelerata anche attraverso l'utilizzo di biocarburanti, a condizione che questi provengano da rifiuti organici (FORSU, rifiuti agricoli, rifiuti industriali, ecc.) e di origine nazionale. In tal modo, le emissioni di gas a effetto serra prodotte nella fase di smaltimento dei rifiuti potranno essere incanalate per la produzione di biogas.

Sul fronte elettrico, elementi essenziali per consentire la più ampia diffusione di questi veicoli sono: lo sviluppo di una rete capillare per la ricarica delle autovetture; la riduzione dei costi per l'acquisto degli autoveicoli o la promozione



di forme alternative al possesso privato; la riduzione dei tempi di ricarica dei veicoli e la durata del pacchetto batterie in funzione dei km. Entrando nel merito, ad esempio per rinnovare il parco veicolare privato circolante potrebbero essere necessari sia oneri alla rottamazione sia limitazioni alla circolazione in aree urbane dense. Queste soluzioni, se ben definite, possono favorire la sostituzione del parco auto, liberando così il settore dai veicoli più inquinanti.

Relativamente al trasporto pesante e soprattutto per le lunghe percorrenze si ritiene essenziale lo sviluppo di soluzioni GNL. Nell'ambito dei trasporti terrestri e marittimi, appare importante che sia sostenuto adeguatamente il progetto di utilizzare gas naturale liquefatto (GNL) nell'alimentazione dei veicoli pesanti di lungo raggio e nelle navi. In particolare, vanno valorizzati i progetti in corso per la costruzione ed esercizio dei depositi costieri di gas naturale liquefatto. La realizzazione di infrastrutture costiere per l'approvvigionamento di GNL, insieme alle modalità di rifornimento mobili come le navi costituiscono elementi portanti per la costruzione di una rete efficiente di fornitura del carburante. A questo scopo, Edison sta sviluppando un progetto integrato per realizzare un'infrastruttura logistica completa asservita al mercato dello Small Scale LNG: in partnership con PIR, un operatore di servizi logistici a Ravenna, sono stati avviati i lavori per la realizzazione di un deposito costiero di GNL della capacità utile di 20.000 m³ a Porto Corsini. Edison ha inoltre concluso un Time Charter Party di lungo termine per l'operatività di una LNG carrier da c.a. 30 000 mc.

Parlando di mobilità sostenibile, un elemento che sta assumendo sempre più importanza, e che riteniamo non dovrebbe essere trascurato dall'Autorità, è l'idrogeno, che potrebbe innanzitutto sostituire il diesel nei trasporti pesanti su strada e nei trasporti navali. Come seconda opzione, l'idrogeno potrebbe essere immesso nella rete gas nazionale e utilizzato nella mobilità a gas metano. La prima opzione permetterebbe di convertire una parte del settore dei trasporti che altrimenti resterebbe esclusa; la seconda o garantirebbe una leggera riduzione delle emissioni specifiche del gas metano, ma non contribuirebbe direttamente a nessuna trasformazione nel settore.

In conclusione, con riferimento all'obiettivo di elaborare **proposte di sostegno all'efficienza energetica** è importante che si perfezioni un quadro normativo-regolatorio armonizzato, tale da rimuovere gli ostacoli per la realizzazione degli interventi connessi. I meccanismi di supporto all'efficienza energetica infatti, sono essenziali per favorire il conseguimento degli ambiziosi obiettivi europei di riduzione del consumo di energia primaria. Tutti gli strumenti di stimolo dovrebbero tuttavia essere adottati con una visione sistemica, volta a creare le condizioni migliori per uno sviluppo sostenibile delle iniziative.

Di seguito alcuni spunti finalizzati al potenziamento dei meccanismi incentivanti attuali:

Titoli di efficienza energetica (Tee) e Conto Termico

- Ripristino del funzionamento del meccanismo di mercato che stimoli dinamiche virtuose domanda/offerta e non implichi oneri precostituiti a



carico dei soggetti obbligati (come avviene con il meccanismo attuale) se non quelli che eventualmente si generino per effetto di condotte inefficienti nell'approvvigionamento dei titoli, riequilibrio quantitativo tra domanda ed offerta, riduzione dei tempi dei processi autorizzativi per consentire all'offerta di adeguarsi rapidamente alla domanda.

- Potenziamento del Conto Termico, prevedendo che i privati possano utilizzare le stesse misure previste per le PA e nuove specifiche misure per il teleriscaldamento. Particolarmente importante sarebbe il supporto all'energia termica erogata in reti di teleriscaldamento e proveniente da biomassa soprattutto nei territori montani, caratterizzati da densità abitativa minore rispetto ai centri urbani, si auspica una crescente valorizzazione della biomassa legnosa.

Normativa Energivori

- Mitigazione degli effetti della nuova normativa energivori: importante sarà la definizione degli "indici e parametri di riferimento per determinare il consumo efficiente di energia elettrica"; tali parametri, già da tempo introdotti dalla normativa ma non ancora definiti/implementati, dovrebbero spingere le imprese ad investire in efficienza energetica.

Modelli innovativi

- Per favorire il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione e renderlo sostenibile dal punto di vista economico, risulta interessante l'adozione di modelli di mercato basati su accordi bilaterali tra operatori (es: PPA per rinnovabili che potrebbero essere estesi a tutta la produzione low carbon).
- Necessaria una semplificazione del quadro normativo-regolatorio relativo ai sistemi di autoconsumo attuali (SDC e SSPC) per favorire una tipologia unica di SDC che assorba i vari modelli esistenti, oltre all'introduzione di modelli di tipo "one to many" e "many to many" di "autoconsumo esteso" che possano includere anche i condomini e le Local Energy Community (LEC), anticipando il recepimento della normativa europea, ma in linea con quanto in realtà sta già avvenendo in alcune regioni italiane a livello normativo a seguito dell'introduzioni di Leggi regionali specificatamente mirate alla creazione di comunità energetiche locali.

Misure fiscali

- Conferma dell'esenzione da accisa per il GNL come combustibile marittimo
- Valutazione di un sistema fiscale in cui la tassazione consideri le azioni volte a migliorare l'efficientamento energetico del parco immobiliare italiano nel suo complesso e non semplicemente la sostituzione di singole componenti o impianti.
- Industria 4.0: proseguire le misure di detassazione per gli investimenti e consolidare premialità per soluzioni innovative (progetti, tecnologiche, modelli di gestione dati). Estendere le possibilità di cumulo con altri incentivi statali.



- Valorizzazione del ruolo delle ESCO, anche attraverso l'attribuzione diretta del beneficio fiscale previsto per gli interventi di efficienza energetica, in linea con le recenti e positive evoluzioni previste dall'art. 10 del DL Crescita in corso di conversione.