

MEMORIA 28 SETTEMBRE 2017
664/2017/I/COM

**MEMORIA DELL'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA IL
GAS E IL SISTEMA IDRICO SULLA STRATEGIA ENERGETICA
NAZIONALE 2017**

28 settembre 2017

Con la presente Memoria l’Autorità per l’energia elettrica il gas e il sistema idrico intende offrire un contributo al Governo, nel rispetto del ruolo che le è stato attribuito dal legislatore, in relazione al documento Strategia energetica nazionale 2017, con riferimento al testo posto in consultazione, lo scorso 12 giugno, da parte dei Ministri dello Sviluppo Economico e dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare.

Ci si soffermerà, dunque, sullo stato della regolazione nei settori energetici ed ambientali, anche in considerazione delle principali direttrici segnate, o in via di definizione, dall’Unione europea.

Come già evidenziato in altre occasioni, la definizione delle linee programmatiche e degli obiettivi di politica energetica compete al Parlamento e al Governo, mentre al Regolatore indipendente spetta l’individuazione degli strumenti tecnici più adatti per perseguire tali obiettivi nei settori regolati.

Si consideri, dunque, la nostra piena disponibilità a fornire ulteriori integrazioni alle considerazioni di seguito svolte.

IL PRESIDENTE
Guido Bortoni

Milano, 28 settembre 2017

Premessa

In Italia, da almeno venti anni, i settori energetici sono caratterizzati da una *governance* complessa e frammentata: da un lato, vi è una ripartizione di competenze, esclusive o concorrenti, su più livelli: Stato, Regioni ed Enti locali; dall'altro, vi è una compresenza di diverse funzioni del Governo e del Regolatore indipendente.

La complessità del modello di *governance* è, peraltro, andata crescendo nel tempo, per effetto del cambiamento di assetto delle competenze, a seguito della riforma del Titolo V della Costituzione nel 2001, nonché dei profondi cambiamenti che hanno caratterizzato il settore energetico e della maggiore europeizzazione ed integrazione dei mercati. Si è, quindi, assistito ad un trasferimento sempre più marcato di responsabilità dal livello nazionale ad istituzioni e ad organizzazioni sovranazionali. Attualmente, non solo vengono definiti dalle istituzioni dell'Unione europea alcuni macro-obiettivi di politica energetica ed ambientale, ma vengono altresì vincolati in qualche misura strumenti e modalità per conseguirli. E', inoltre, prevedibile che il processo di europeizzazione del processo di formazione delle norme continui anche nei prossimi anni, rafforzandosi sempre di più. In questa direzione si muove, infatti, anche il pacchetto *Clean Energy for All Europeans*, proposto dalla Commissione europea alla fine dello scorso anno e attualmente in corso di definizione.

In tale contesto dinamico, all'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (di seguito: l'Autorità) è affidato il compito di individuare gli elementi tecnici ed economici atti a perseguire efficacemente e al minimo costo le linee programmatiche e gli obiettivi di politica energetica nazionale definiti appunto dal Parlamento e dal Governo in coerenza con il più ampio quadro europeo e di monitorarne l'attuazione, divenendo così anche garante della continuità nell'attuazione di tali obiettivi che, se non

efficacemente tradotti in regole e strumenti adeguati sul piano attuativo, rischiano di non essere raggiunti.

Come indicato, anche con riferimento alla scelta degli strumenti e alla definizione delle regole, va rilevato che il processo decisionale è, nel tempo, evoluto verso un modello di collaborazione e coordinamento sovranazionale. Infatti, molti aspetti tipici della regolazione settoriale, tra cui il disegno dei mercati dell'energia elettrica e del gas, sono già oggi, e saranno sempre di più domani, decisi a livello europeo o regionale (regioni composte da Paesi europei), attraverso la cooperazione tra le Autorità di regolazione nazionale nell'ambito dell'Agenzia per la Cooperazione dei Regolatori dell'Energia (ACER). In generale, il disegno di mercato rappresenta un mezzo e non un fine, ossia rappresenta uno strumento per il conseguimento di obiettivi strategici, quale ad esempio l'integrazione delle diverse fonti di produzione.

La complessa relazione tra ambiti di decisione nazionali e sovranazionali richiede di mantenere e rafforzare la separazione concettuale e di responsabilità tra gli obiettivi strategici di politica energetica ed ambientale e gli strumenti più idonei per il loro raggiungimento, separazione già operativa a livello nazionale. Ciò consentirebbe all'Autorità di operare in maniera efficiente, affinché l'armonizzazione della regolazione e dei mercati nell'Unione europea possa rappresentare più un'opportunità che un vincolo. Al riguardo, occorre peraltro rilevare che, se da un lato, appare in generale condivisibile l'obiettivo di armonizzazione delle regole europee, attribuendo maggiori poteri decisionali e competenze all'ACER, dall'altro, è tuttavia necessario che il processo di europeizzazione della regolazione dei settori energetici sia accompagnato da un rafforzamento dell'indipendenza di ACER rispetto alle istituzioni politiche comunitarie, anche in termini di risorse, bilanciato da un livello adeguato di *accountability*.

Inoltre, il modello di *governance* nazionale ed europeo - complesso ed in evoluzione - opera in un contesto settoriale, come quello energetico, che deve considerare continui cambiamenti e che, di conseguenza, necessita di un disegno a lungo termine.

La nuova Strategia energetica nazionale 2017 (di seguito SEN 2017) definisce, infatti, concrete linee di azioni da attuare nell'immediato per il conseguimento di macro-obiettivi con un ampio orizzonte temporale (al 2030): competitività, decarbonizzazione e sicurezza. Tuttavia, dette linee di azione, benché singolarmente possano contribuire al conseguimento di specifici benefici, nell'insieme non sempre sembrano rispondere ad una logica di selettività, con il rischio di compromettere il raggiungimento dei macro-obiettivi generali.

Nell'ambito della definizione delle linee di azione, poiché l'Autorità dovrà avere un ruolo centrale nell'individuare gli strumenti tecnici ed economici per la loro attuazione, si dovrà evitare la sovrapposizione della SEN 2017 con gli specifici meccanismi regolatori, evitando quindi di definire soluzioni attuative di eccessivo dettaglio, come talvolta rilevate nella SEN 2017.

Con la presente Memoria si intendono formulare alcune specifiche considerazioni in merito alle proposte e alle misure di intervento individuate dalla SEN 2017 in consultazione, con riferimento agli ambiti di competenza dell'Autorità, che si ritiene presentino profili di particolare rilevanza o criticità, per l'azione della stessa Autorità anche in considerazione dei nuovi orientamenti che si stanno consolidando proprio in questi ultimi mesi in sede europea.

1. Sviluppo delle fonti rinnovabili ed efficienza energetica

Nell'ambito degli obiettivi comunitari stabiliti dal Quadro per l'Energia e il Clima al 2030 e dal *Clean Energy Package* (CEP), la SEN 2017 propone per l'Italia un obiettivo di penetrazione delle fonti rinnovabili al 2030 pari al 27% dei consumi nazionali lordi. Con riferimento al settore elettrico, questo obiettivo dovrebbe tradursi in una forte penetrazione delle fonti rinnovabili sui consumi finali di energia elettrica (48-50% al 2030, rispetto al 33,5% del 2015). La penetrazione delle fonti rinnovabili e la maggiore competizione tra vettori energetici, unitamente ai *target* di contrazione dei consumi previsti attraverso gli interventi di efficienza energetica (riduzione di 9 Mtep/anno, coerente con gli obiettivi CEP) avranno effetti significativi sulla dinamica di crescita

della domanda elettrica e di gas naturale nel medio-lungo termine. In particolare, il gas naturale potrebbe subire una graduale riduzione del peso nel *mix* energetico di medio-lungo termine, anche rispetto ai livelli attuali (consumi gas pari a circa 70 miliardi di metri cubi nel 2016), attestandosi su valori ben lontani dai livelli pre-crisi, quando il consumo annuo aveva raggiunto quasi i 90 miliardi di metri cubi. Tali elementi di contesto, come sarà meglio illustrato nel seguito, risultano di estremo rilievo, in particolare nell'ambito delle valutazioni sulle esigenze di sviluppo infrastrutturale, tanto più a fronte di investimenti (quali, ad esempio, quelli sulle reti di trasporto del gas) aventi vite utili e relativi periodi di ammortamento anche superiori ai 30 anni.

Al fine di raggiungere gli obiettivi al 2030 di penetrazione delle fonti rinnovabili nel settore elettrico, la SEN 2017 individua un ampio *set* di politiche di supporto, differenziate temporalmente, per fonte e configurazione impiantistica di generazione. Tali politiche, secondo le intenzioni del Governo, non dovrebbero tuttavia comportare ulteriori oneri per i clienti finali. La SEN 2017 indica infatti, dopo una relativa stabilità nei primi anni, una tendenziale riduzione della componente A3 al 2030. Ciò in coerenza con l'obiettivo dichiarato di sostenere nuovi investimenti con meccanismi che non incidano in modo sostanziale sull'andamento delle spesa e, in discontinuità col passato, i cui meccanismi di incentivazione, per ammissione stessa nel documento, sono giudicati come molto generosi, e causa di un forte aumento degli oneri di sistema in bolletta.

Rispetto alla dinamica degli oneri, allo stato attuale, **appare difficile effettuare una stima compiuta dei costi associati all'insieme di interventi previsti dalla SEN 2017**, in particolare per la mancanza di elementi quantitativi sulla ripartizione dei regimi di supporto previsti sia tra le fonti di generazione che tra le diverse configurazioni impiantistiche (i.e. grandi vs. piccoli impianti). E' tuttavia evidente che tale dinamica, oltre che dal ventaglio di strumenti messi a disposizione, sarà fortemente influenzata dall'andamento dei prezzi che si osserveranno nel mercato elettrico nell'orizzonte temporale di riferimento, che nella SEN 2017 sono indicati in significativo aumento, per

effetto principale delle ipotesi di sensibile crescita dei costi (di input) del gas naturale e della CO₂.

Incentivazioni per le rinnovabili fino al 2020

Con riferimento all'orizzonte fino al 2020, la SEN 2017 conferma, in particolare relativamente agli impianti di maggiore dimensione, l'attuale approccio basato su premi incentivanti alla produzione mediante l'estensione dello strumento delle aste competitive. Per gli impianti eolici esistenti si prevede l'introduzione di regimi di supporto al *repowering*, in particolare tramite la semplificazione dell'*iter* autorizzativo con procedure *ad-hoc*.

L'Autorità condivide la previsione di allocazione degli incentivi attraverso aste competitive, secondo una logica di neutralità tecnologica, in quanto da tempo le considera il miglior strumento per accompagnare le rinnovabili a mercato. L'asta competitiva fornisce, infatti, un incentivo esplicito alla produzione di energia elettrica che, se gli offerenti sono liberi di fare offerte al ribasso senza limiti di prezzo, fa emergere il costo reale delle rinnovabili, favorendo al contempo le tecnologie più competitive e, pertanto, meno costose per i consumatori. Inoltre, siffatto meccanismo consente al legislatore ed al regolatore di monitorare più opportunamente la riduzione del costo medio delle tecnologie e, quindi, di valutare il momento in cui tale strumento non sia più necessario. Di conseguenza, per rendere l'asta pienamente efficiente, l'Autorità ritiene necessario rimuovere il *floor price*, come peraltro suggerito nella SEN 2017. In aggiunta, **l'Autorità ritiene opportuno un ampliamento ulteriore dell'ambito di applicazione dei meccanismi d'asta per l'allocazione degli incentivi, tramite una riduzione della taglia minima di ammissione, da 5 MW a 1 MW o 500 kW.** Tale intervento andrebbe nella direzione, più volte auspicata dall'Autorità, di **estendere l'uso di incentivi espliciti** nei confronti di configurazioni impiantistiche che ad oggi beneficiano di forme di incentivazione implicita e opaca. Inoltre, l'Autorità da sempre appoggia la proposta che, qualora il prezzo di mercato sia più alto della tariffa incentivante, il produttore restituisca la differenza al GSE (rendendo di fatto lo

strumento incentivante simile a un contratto per differenza a due vie), come già delineato dall’Autorità nel parere 489/2015/I/efr ed allora non accolto.

Con riferimento alle iniziative per promuovere il *repowering* degli impianti, **l’Autorità ritiene che andrebbe valutata la possibilità di prevedere iter autorizzativi semplificati**, che tengano conto della precedente esistenza sul medesimo sito di impianti di produzione di energia elettrica evitando, in particolare, di ripercorrere alcune parti del procedimento autorizzativo, quale ad esempio l’analisi di impatto ambientale, nel caso in cui non sussistano sostanziali variazioni rispetto all’impianto di produzione preesistente. Inoltre, andrebbe valutata la possibilità per i produttori di impianti incentivati di risolvere la propria convenzione senza penali o indennizzi (eventualmente solo qualora abbiano aderito al cosiddetto “spalmaincentivi” previsto dal decreto legge 91 del 2014) per poter effettuare interventi di *repowering* accedendo ai nuovi strumenti incentivanti che verranno definiti.

Infine, sebbene non sia stato oggetto di specifiche valutazioni nell’ambito della SEN 2017, l’Autorità ritiene opportuno che si valuti anche **l’abolizione del regime di ritiro dedicato**, almeno con riferimento agli impianti di potenza superiore a 1 MW. La ragione dell’abolizione di tale regime, che si sostanzia in una tutela dei produttori, sta nella coerenza con il superamento dei regimi di tutela di prezzo per i clienti finali, come previsto dalla legge annuale per il mercato e la concorrenza (legge 124/2017).

Strumenti contrattuali di lungo termine per la promozione delle rinnovabili dopo il 2020

A partire dal 2020, in considerazione della maggiore maturità tecnologica ed economica delle tecnologie rinnovabili, la SEN 2017 indica la transizione dei meccanismi di supporto da incentivi diretti sulla produzione all’uso di contratti a lungo termine. Il documento propone l’introduzione di tali strumenti in quanto la struttura del mercato elettrico, basato su prezzi *spot* costruiti sulle offerte marginali, non appare idoneo a fornire adeguati segnali di lungo termine per investimenti nelle tecnologie di

generazione caratterizzate da costi marginali prossimi allo zero, come molte rinnovabili. In particolare, la SEN 2017 suggerisce l'uso di contratti per differenza a due vie, della durata di 10-15 anni, stipulati da parte di soggetti istituzionali o di mercato sul modello dei *Power Purchase Agreement* (PPA). Al fine di promuovere un'offerta di questi strumenti, che attualmente il mercato non presenta, la SEN 2017 propone che i contratti siano supportati dalla presenza di un "indice di riferimento" dei prezzi di lungo termine, determinato in forma regolata. Gli oneri e i proventi, nel caso in cui i prezzi di mercato differiscano oltre una certa banda rispetto all'indice di riferimento, dovrebbero essere socializzati tramite la componente A3.

Nel contesto di **sviluppo delle rinnovabili nel lungo termine**, l'Autorità fa presente che con la riduzione dei costi delle rinnovabili e l'aumento della loro penetrazione a livello di generazione, sia sempre più necessario che esse operino all'interno del mercato elettrico, atteso il ruolo di "asse centrale del mercato", nel quale si troveranno a competere sempre più con altre tecnologie rinnovabili e sempre meno con le tecnologie convenzionali. L'Autorità considera inoltre che **le aste siano il miglior strumento per accompagnare le rinnovabili a mercato**, fin tanto che tali tecnologie non avranno raggiunto la cosiddetta *market parity* e non saranno pienamente concorrenziali con le altre tecnologie. Ciò anche oltre il 2020. Una volta raggiunta la *market parity*, comunque, potranno essere introdotti ulteriori strumenti per favorire il loro sviluppo. **L'Autorità, infatti, condivide la preoccupazione della SEN 2017 che il mercato da solo non sia in grado di promuovere efficacemente gli investimenti nelle rinnovabili**, come, del resto, ha mostrato di non essere in grado di promuovere "efficientemente" gli investimenti nella generazione convenzionale, motivo per il quale è stato creato il mercato della capacità ai fini dell'adeguatezza. Per supportare le rinnovabili, l'Autorità raccomanda di utilizzare strumenti che siano trasparenti, non discriminatori e che facciano uso di meccanismi di mercato tali da favorire la competizione e quindi un abbassamento dei costi. Inoltre, è importante che questi strumenti non facciano ricadere in maniera sostanziale il rischio di investire nelle rinnovabili sui consumatori, con il pericolo di incoraggiare da parte degli investitori

scelte rischiose e non economiche che possano portare nuovamente a un aumento dei costi dell'elettricità per i consumatori, di cui la SEN 2017 auspica una riduzione,

Riguardo i PPA a lungo termine per le fonti rinnovabili, l'Autorità esprime perplessità sulle soluzioni implementative proposte dalla SEN 2017 per superare la carenza di offerta a mercato di tali strumenti. La previsione di un indice di riferimento determinato in forma regolata introduce nel meccanismo elementi di natura amministrata, allontanandolo dalla logica di mercato. Fra l'altro, una corretta valorizzazione di tale indice è condizione essenziale per l'efficiente funzionamento di tale strumento. In particolare un valore dell'indice che si allontani troppo dal prezzo di mercato comporta il rischio di alti oneri a carico o dei consumatori o delle controparti. La definizione di un indice affidabile a lungo termine (10-15 anni) sui prezzi di mercato dell'energia, tuttavia, è di particolare complessità, considerata l'assenza di liquidità su prodotti energetici di medio e lungo termine. Infine, l'Autorità sottolinea che l'appetibilità dei contratti di lungo termine nella forma dei PPA con un prezzo dell'energia allineato ai valori attesi di mercato è fortemente condizionata, dal punto di vista del produttore/venditore, dall'effettiva competitività delle tecnologie rinnovabili e, pertanto, dalla relativa capacità di remunerare i costi di investimento. Dal punto di vista del compratore, invece, oltre alla possibilità di promuovere investimenti verdi, gli ulteriori benefici derivanti da strumenti contrattuali di lungo termine quali i PPA sono connessi alla possibilità di disporre di uno strumento di *hedging* per stabilizzare il costo dell'energia e risultano attraenti solo nella misura in cui il prezzo di scambio dell'energia previsto dal contratto è in linea con i prezzi di mercato attesi sullo stesso orizzonte temporale. Attualmente **risultano decisamente più efficaci i meccanismi di asta con orizzonti temporali sufficientemente lunghi, in quanto più stabili rispetto a tipologie contrattuali alternative.**

Autoconsumo

La SEN 2017 prevede, con particolare riferimento agli impianti di piccola dimensione, la riduzione graduale delle forme di incentivazione diretta, a favore di strumenti di

sostegno centrati sulla promozione dell'autoconsumo, anche in configurazioni complesse, come i sistemi di distribuzione chiusi (SDC) e le *local energy community* (LEC). A questo riguardo, la SEN 2017 ritiene necessario definire in maniera compiuta le configurazioni di autoproduzione. Riguardo gli incentivi, il Governo indica come idoneo, nel breve termine, lo strumento di esenzione dal pagamento degli oneri di sistema attualmente in uso. Inoltre, sempre nel breve termine, la SEN 2017 propone una fase sperimentale di realizzazione di sistemi di distribuzione chiusi limitati a fonti rinnovabili o cogenerazione ad alto rendimento, nel contesto della direttiva europea 2009/72/CE. Nel medio-lungo termine, l'autoconsumo, data anche l'aspettativa di una sua forte crescita, dovrà partecipare ai costi di sistema in forme da definire anche grazie ai risultati delle sperimentazioni.

L'Autorità osserva, innanzitutto, l'esigenza di rivedere le numerose definizioni dei sistemi semplici di produzione e consumo che, a seguito del decreto legge 30 dicembre 2016, n. 244, convertito con modificazioni dalla legge 27 febbraio 2017, n. 19, non hanno più motivo di esistere, sostituendole con una definizione unica e coerente. Tale nuova definizione, necessaria per identificare le realtà riconducibili a un solo cliente finale e un solo produttore ammissibili in un contesto in cui le attività di trasmissione e di distribuzione sono assegnate in concessione, non dovrebbe discriminare in base a fonti e tecnologie, e dovrebbe contenere solo un limite di continuità dell'area su cui sorge il sistema. Inoltre, come già indicato nella segnalazione 20/2017/I/eel, l'Autorità ribadisce la necessità che gli utenti connessi a SDC siano trattati, dal punto di vista dell'applicazione degli oneri di sistema, come gli utenti della rete pubblica. In tale caso si potrebbe valutare l'opportunità di consentire nuovi SDC, nel rispetto della definizione europea, con la certezza che essi non siano sviluppati con l'obiettivo (unico o prevalente) di non pagare gli oneri di rete e di sistema. **Sarebbe, inoltre, opportuno mantenere un'unica definizione di reti private, eventualmente rivedendo quella di SDC**, piuttosto che affiancare ad essa nuove definizioni (quali le LEC). In tal senso sarebbe **preferibile che le LEC siano comunità che svolgono attività con valenza commerciale senza proprietà né gestione della rete, sfruttando i benefici di natura**

commerciale che la costituzione dei consumatori in comunità è in grado di generale per i medesimi. A tale riguardo, si possono immaginare strumenti di regolazione avanzata con formule commerciali del tipo “scambio sul posto esteso”, amministrato dal soggetto commerciale a cui i clienti aderiscono liberamente, in una logica di “comunità locale”.

Al contempo, potrebbe essere valutata la possibilità facoltativa di **rivedere la definizione di cliente finale** che, in alcuni casi, potrebbe essere estesa (per esempio ricomprendendo in un unico cliente finale elettrico l'insieme dei soggetti che partecipano alla realizzazione di un unico prodotto o servizio). L'estensione facoltativa della definizione di cliente finale comporterebbe, da un lato, la perdita di alcuni diritti individuali dei soggetti/consumatori che verrebbero visti dal sistema come un'unica entità, dall'altro lato, l'estensione dell'autoconsumo in sito, evitando peraltro che realtà fortemente integrate, in cui i soggetti non hanno nessuna esigenza di trattamenti distinti, debbano configurarsi come SDC.

Lo sviluppo del teleriscaldamento e del teleraffrescamento

La SEN 2017 indica ancora un margine di sviluppo di circa il 30% dei servizi di teleriscaldamento, individuando nel Fondo Nazionale per l'Efficienza Energetica, di cui all'articolo 15 del decreto legislativo 102/2014, lo strumento di promozione dei relativi sistemi, confermando la riserva per le reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento. Tuttavia nella perdurante assenza dei decreti attuativi inerenti la gestione del Fondo e dei relativi interventi, il meccanismo dei Certificati Bianchi, come aggiornato dal recente decreto del Ministero dello sviluppo economico 11 gennaio 2017, rappresenta ad oggi il principale strumento di incentivazione per lo sviluppo di nuove reti di teleriscaldamento e per la realizzazione di misure di miglioramento dell'efficienza energetica delle reti esistenti. La definizione della regolazione di dettaglio, necessaria per una perimetrazione trasparente degli interventi di teleriscaldamento ammissibili al meccanismo, è demandata alla guida operativa che il GSE deve predisporre. A tal riguardo, è essenziale assicurare il coordinamento complessivo tra il meccanismo e la

regolazione del settore in corso di definizione da parte dell'Autorità, come in precedenza già rilevato dall'Autorità e recepito nel decreto di aggiornamento del meccanismo. Tuttavia, il coordinamento tra il GSE e gli uffici dell'Autorità non ha ancora avuto inizio.

Con riferimento alla regolazione del teleriscaldamento e teleraffrescamento, la SEN 2017 sottolinea il ruolo positivo che l'intervento di regolazione dell'Autorità può avere per lo sviluppo di tali servizi. Stante l'attuale quadro normativo di riferimento, i poteri attribuiti all'Autorità sono, tuttavia, più orientati alla tutela degli utenti finali (attraverso l'introduzione di obblighi di trasparenza delle condizioni economiche e contrattuali di erogazione del servizio e di livelli qualitativi minimi garantiti per le prestazioni erogate all'utenza), che alla promozione diretta degli investimenti nel settore. In particolare, **l'impossibilità di determinare la tariffa di erogazione del servizio** (fatti salvi i casi di obbligo di allacciamento alla rete imposto da Comuni o Regioni) **preclude l'introduzione da parte dell'Autorità di meccanismi regolatori economici volti a favorire la diffusione del servizio e lo sfruttamento del potenziale di sviluppo indicato nella SEN 2017** (es. la definizione un tasso di remunerazione efficiente degli investimenti realizzati dagli operatori o il contenimento del rischio associato alla realizzazione delle infrastrutture di rete). **I meccanismi regolatori assicurerebbero agli investitori quei requisiti di continuità e certezza** (sia temporale, sia di omogeneità di applicazione sul territorio) **che contraddistinguono la regolazione da forme alternative di sostegno agli investimenti**. Tali strumenti sono tipicamente utilizzati in altri settori sottoposti alla regolamentazione dell'Autorità, laddove siano individuati interessi pubblici, ed hanno concorso a produrre impatti positivi in termini di promozione degli investimenti infrastrutturali e di miglioramento della qualità del servizio.

Sebbene non evidenziato nella SEN 2017, si richiama l'esigenza di sottolineare il ruolo che, a tendere, il teleriscaldamento può ricoprire nel bilanciamento della produzione di energia elettrica da impianti non programmabili e nel potenziamento della flessibilità

del sistema. Il teleriscaldamento abbinato agli impianti cogenerativi può offrire, ad esempio, flessibilità al sistema consentendo anche, mediante l'installazione di accumuli termici, il disaccoppiamento temporale tra la produzione elettrica e la produzione termica. Un'ulteriore opportunità di bilanciamento del sistema elettrico è possibile dotando i sistemi di teleriscaldamento di pompe di calore elettriche. **La regolazione dell'Autorità sarà pertanto orientata a promuovere lo sviluppo di tali sinergie** e a stimolare la predisposizione di norme tecniche e linee guida, laddove non presenti, inerenti agli aspetti tecnici e gestionali rilevanti ai fini di tale integrazione.

Inoltre, si ritiene che l'iniziativa promossa nell'ambito della SEN 2017 di estendere nel conteggio generale della quota nazionale di RES anche il raffrescamento possa avere un effetto positivo nel favorire lo sviluppo di sistemi di teleraffrescamento dotati di pompa di calore elettriche, ad oggi poco diffusi, se accompagnata da misure di promozione di tali interventi. Al contempo, si osserva che ciò potrebbe comportare un incremento degli incentivi di cui beneficiano i sistemi di climatizzazione individuale a pompe di calore, poiché nel calcolo del calore prodotto dall'impianto verrebbe considerato anche il calore asportato dagli ambienti per il raffrescamento.

Efficienza energetica

La SEN 2017 descrive una serie di iniziative per incrementare l'efficienza energetica nei settori residenziali, trasporti, terziario e industriale. Tra le iniziative proposte c'è la possibilità di introdurre un **regime obbligatorio di risparmio in capo ai venditori dell'energia**. La SEN 2017 non specifica quale relazione abbia tale regime con gli attuali Certificati Bianchi, in particolare, se esso sia complementare o sostitutivo. L'Autorità, anche se concorda con la SEN 2017 sul fatto che i venditori possano avere un contatto più diretto dei distributori con i clienti finali, **esprime delle riserve sul fatto che i venditori siano i soggetti più adatti** a incentivare i clienti a realizzare interventi di risparmio energetico, in considerazione della riduzione dei ricavi delle loro attività che deriverebbe dalla diffusione di tali interventi.

2. Sicurezza energetica

2.1 Settore Elettrico

Mercato della capacità

In un contesto di trasformazione del parco di generazione e di evoluzione degli assetti del mercato elettrico derivante anche dai nuovi obiettivi di penetrazione delle fonti rinnovabili al 2030, la SEN 2017 individua una serie di interventi volti ad assicurare adeguatezza e flessibilità del mercato elettrico. Riguardo gli interventi per l'adeguatezza, la SEN 2017 conferma innanzitutto **l'avvio del *capacity market* nel 2018**, secondo criteri definiti dall'Autorità nel 2011, con la possibile introduzione di un *cap* alle emissioni di CO₂ per gli impianti ammessi al mercato, in linea con la proposta del CEP, affiancato da un sistema di monitoraggio che permetta di verificare e, se necessario, correggere le modalità di implementazione del nuovo mercato.

A tale riguardo, l'Autorità conferma che l'introduzione del mercato della capacità, prevista fin dal decreto legislativo 379/2003 e approvata con il decreto ministeriale 30 giugno 2014, sia un importante elemento per il coordinamento tra gli investimenti in impianti di generazione e lo sviluppo della rete di trasmissione. In particolare, **il tipo di meccanismo disegnato dall'Italia appare idoneo** ad assicurare l'adeguatezza del sistema e a fornire i giusti segnali di lungo periodo per l'entrata in esercizio di nuova capacità più efficiente e flessibile. La stessa Commissione europea ne ha riconosciuto i meriti. In vista del prossimo avvio del mercato della capacità, l'Autorità ha già provveduto a delineare i profili puntuali della regolazione, incluso la definizione del "valore massimo del premio" riconoscibile alla capacità esistente e nuova, e la modifica degli "obblighi contrattuali" previsti per i sottoscrittori di contratti di approvvigionamento di capacità.

Inoltre, con il documento di consultazione 592/2017/R/eel, l'Autorità ha fornito indicazioni in merito ai parametri tecnico-economici legati al prossimo avvio del mercato della capacità, in particolare con riferimento al prezzo di esercizio, alla partecipazione attiva della domanda, ai parametri economici della curva di domanda e

alla relazione tra lo standard di adeguatezza e il valore dell'energia non fornita ai fini dell'adeguatezza, al contempo delineando possibili modalità per la gestione del rischio di esercizio di potere di mercato e per l'implementazione graduale del mercato della capacità, con riferimento al prezzo di esercizio e ai relativi parametri.

Interventi infrastrutturali

Al fine di attenuare le problematiche derivanti dall'integrazione strutturale di una quota crescente di generazione da fonti rinnovabili, ivi incluse le problematiche associate di *adequacy* e *overgeneration*, la SEN 2017 definisce una serie di interventi infrastrutturali. Tali interventi comportano investimenti addizionali stimati complessivamente pari a circa 17-19 miliardi di euro, in particolare destinati a: il potenziamento e il rinnovamento delle reti di trasmissione per la risoluzione delle congestioni interzonalì e intrazonali (9 miliardi di euro), lo sviluppo di risorse di flessibilità e di accumulo/pompaggio per una potenza pari a circa 5 GW (7,5-9,5 miliardi di euro), la realizzazione di nuova capacità generativa flessibile (OCGT o CCGT) per circa 1 GW (0,5-0,6 miliardi di euro) e l'introduzione di dispositivi per la controllabilità e stabilità della rete. La SEN 2017 indica, inoltre, l'esigenza di potenziare ulteriormente le interconnessioni con l'estero (Montenegro, Tunisia e frontiera Nord) nel quadro degli obiettivi della Comunicazione *Energy Union 2015* e delle indicazioni contenute nel CEP, senza tuttavia fornire al riguardo una stima del costo atteso per gli interventi indicati.

I suddetti investimenti, peraltro, appaiono dimensionati con riferimento ad uno scenario di *phase-out* inerziale del carbone, corrispondente all'uscita di impianti di generazione per una capacità pari a 2 GW. Mentre ulteriori investimenti si richiederebbero nelle ipotesi di uscita più estesa del carbone, fino a ulteriori 2,3-2,7 miliardi di euro nello scenario di *phase out* totale (8 GW), necessari per la realizzazione di nuove infrastrutture di rete (i.e. elettrodotto verso la Sardegna di 1.000 MW), nuova capacità di generazione flessibile (1,9 GW) e nuove infrastrutture di approvvigionamento del gas naturale in Sardegna.

Con riferimento alla **realizzazione degli investimenti** previsti dalla SEN 2017, incluso l'aumento della capacità di stoccaggio e accumulo dell'energia elettrica, l'ingresso di nuova capacità flessibile di generazione alimentata a gas naturale, nonché il potenziamento delle interconnessioni con l'estero, **l'Autorità evidenzia come la SEN 2017 non chiarisca se gli stessi corrispondano ad un'evoluzione naturale del mercato o piuttosto siano il risultato di politiche attive che rispondono anche ad altri obiettivi non-energetici**. Ad ogni modo, con riferimento alle misure indicate, l'Autorità evidenzia come si confermi, ancor più nell'attuale contesto di mercato, l'esigenza di conciliare lo sviluppo di un sistema elettrico efficiente, moderno e adeguato, con l'obiettivo di ridurre il costo dell'energia. Ciò richiede un approccio guidato da **criteri di selettività**, sia per l'identificazione sia per la successiva regolazione e remunerazione degli investimenti. Tale approccio deve essere basato su un'**analisi costi-benefici** delle infrastrutture che consenta di poter selezionare le infrastrutture con maggiore utilità per il sistema, misurata mediante il rapporto benefici-costi.

Con riferimento alla funzione di regolazione, in particolare relativamente alla remunerazione degli investimenti sulle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica, l'Autorità è intervenuta al fine di superare progressivamente un modello di remunerazione basato su una modulazione del rendimento riconosciuto sul capitale investito, in funzione del tipo di investimento, in modo da orientare la regolazione infrastrutturale a criteri di alta selettività. Lo scopo è di creare meccanismi di remunerazione della capacità degli investimenti in grado di fornire servizi realmente necessari al mercato, alla sicurezza e alla sostenibilità del sistema energetico, oltre che di favorire la qualità del servizio e l'innovazione (cosiddetta regolazione *output-based*). Tali meccanismi portano, da un lato, a responsabilizzare gli operatori rispetto alla propria *performance* nell'erogazione del servizio, dall'altro, a promuovere il conseguimento degli obiettivi di sviluppo infrastrutturale al minimo costo possibile, incentivando l'efficienza sia sul fronte dei costi di investimento, che su quello dei costi operativi.

Un importante passo avanti verso l'applicazione di meccanismi regolatori guidati da logiche di selettività e di remunerazione del servizio effettivamente fornito dalle infrastrutture è stato realizzato a partire dal 2016, quando l'Autorità, con la deliberazione 653/2015/R/eel, ha approvato le disposizioni in materia di regolazione *output-based* del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2016-2023. Tale disciplina ha, fra l'altro, la finalità di assicurare che la regolazione della qualità del servizio di trasmissione si integri progressivamente nei processi di valutazione della medesima spesa, e costituisca una componente fondamentale nell'ambito della definizione degli *output*. Nell'ambito di questo graduale cambio di paradigma, l'Autorità ha proposto, con il documento per la consultazione 542/2017/R/eel, un insieme di strumenti avanzati, relativamente ai servizi di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica, che costituiscono la “cassetta degli attrezzi” per una regolazione incentivante di tipo *output-based*, coordinata tra le attività di trasmissione e di dispacciamento, e finalizzata all'ottimizzazione dei costi totali sistemici del gestore di rete, in coerenza con la progressiva evoluzione verso logiche di riconoscimento dei costi basate sulla spesa totale (*totex*).

Un altro aspetto fondamentale da tener presente nello sviluppo delle infrastrutture è la **dimensione internazionale**. L'integrazione sempre maggiore dei mercati energetici europei comporta che l'evoluzione del settore elettrico (e del gas) in uno Stato membro abbia effetti di primo ordine anche oltre i confini nazionali. A tale riguardo, si rileva anche che l'Italia già oggi presenta un buon livello di integrazione transfrontaliera, come testimoniano, peraltro, anche i dati dei *market monitoring report* di ACER. Per cui, **non è possibile pianificare efficientemente l'evoluzione delle infrastrutture senza considerare lo sviluppo del mercato nel resto d'Europa**. Di conseguenza, la scelta di quali infrastrutture debbano essere selezionate e sviluppate non può prescindere da una analisi dettagliata dell'evoluzione del settore energetico a livello internazionale. A questo riguardo, l'Unione europea, con i piani di sviluppo decennali (*Ten Year Network Development Plan*, TYNDP) e, soprattutto, con i Progetti di Interesse Comune (PCI) definiti all'interno del pacchetto infrastrutture (Regolamento UE 347/2013), ha

determinato un processo comune per lo sviluppo delle infrastrutture transeuropee, per allocarne adeguatamente i costi tra i diversi Stati membri e per accelerarne le procedure di approvazione. Uno degli elementi cardine della disciplina in ambito europeo è la definizione di due metodologie di analisi costi-benefici rispettivamente per le infrastrutture elettriche e le infrastrutture gas. Nel settore elettrico, tale metodologia è in corso di aggiornamento da parte di ENTSO-E, anche a seguito dell'opinione di ACER, il cui *Board of Regulators* è costituito a rappresentanti delle 28 Autorità nazionali di regolazione. In ambito nazionale, coerentemente con il quadro europeo, l'Autorità ha introdotto, con la deliberazione 627/2016/R/eel, a valle dei propri pareri sugli schemi di piani di sviluppo della rete di trasmissione degli anni 2012-2016, una nuova metodologia di analisi costi-benefici (cosiddetta CBA 2.0) che permette la valorizzazione di un ampio *set* di benefici degli interventi di sviluppo - compresi i benefici in termini di *social welfare*, di qualità e sicurezza del servizio, di integrazione delle fonti rinnovabili - in modo da mettere in evidenza l'utilità e il costo dell'intervento.

Per il settore elettrico così come per il gas naturale, la dimensione internazionale, unitamente alle logiche di selettività degli interventi, è di estremo rilievo anche considerando che le infrastrutture energetiche sono opere a lungo termine con vita utile pluridecennale. Per cui, **lo sviluppo di tali infrastrutture si deve basare su un'analisi costi-benefici a lungo termine in un contesto in cui i mercati saranno ancora più integrati**. Inoltre, l'Autorità sottolinea che le considerazioni relative all'utilità per il sistema sono valide anche per le opere realizzate in regime di esenzione. Infatti, tale regime si applica solo per un periodo definito, che può essere ridotto su richiesta dell'investitore, oltre il quale l'opera diventa regolata e quindi pagata dai consumatori.

In aggiunta, l'Autorità fa presente che, **ai fine della selezione e la remunerazione di alcune infrastrutture proposte**, quali ad esempio i nuovi pompaggi e i sistemi di accumulo, **andrebbero privilegiati meccanismi di mercato** tali da consentire l'identificazione dei fabbisogni e le modalità di approvvigionamento in maniera

efficiente e non discriminatoria. L'adozione di meccanismi di mercato consente infatti di tenere conto dell'evoluzione attesa del costo medio delle tecnologie, minimizzando il rischio di caricare il sistema di oneri eccessivi, e garantendo quindi un corretto dimensionamento degli investimenti al costo efficiente per il sistema elettrico.

Infine, con riferimento allo sviluppo infrastrutturale e considerato l'orizzonte temporale di visuale della SEN 2017, l'Autorità rileva con preoccupazione che non sono previste azioni per affrontare il tema del “disegno” delle concessioni future per i servizi di distribuzione di energia elettrica e del gas che verranno a scadere. Le sfide sia tecniche (il ruolo dell'operatore di distribuzione come *market facilitator*, la promozione dell'innovazione e dei suoi impatti positivi sugli utenti, le attività legate all'incremento della resilienza) sia economiche (le economie di scala e la capacità di rispondere a condizioni di emergenza che risultano penalizzanti per imprese troppo frammentate) impongono, infatti, una riflessione strategica sulla struttura ottimale del settori di energia elettrica e gas anche con riferimento al numero e alla dimensione degli operatori.

Flessibilità nelle smart grids

La SEN 2017 dà evidenza del processo di “smartizzazione” delle reti di distribuzione per effetto della crescita della generazione distribuita. In particolare, si descrivono le misure adottate sul piano normativo e regolatorio, nonché il contributo che altri strumenti, come la ricerca di sistema, e i programmi europei e internazionali, possono fornire per accelerare l'adozione di soluzioni innovative nella gestione delle reti di distribuzione.

A tale riguardo, **l'Autorità già da tempo ha orientato la propria regolazione a supporto del processo di “smartizzazione” della rete in modo da favorire concretamente l'integrazione delle fonti rinnovabili, sia di grande taglia che quelle diffuse.** Dopo la stagione dei progetti pilota sulle reti elettriche di distribuzione, promossi dall'Autorità nel 2011, sono stati valutati i risultati e selezionate, a seguito di

consultazione, le funzionalità innovative di cui si promuove la diffusione nelle aree ad elevata penetrazione della generazione diffusa da fonti rinnovabili. Dal momento che un adeguato sviluppo in logica *smart* delle reti di distribuzione può contribuire al contenimento degli investimenti necessari e quindi del costo totale del servizio, con evidente beneficio per i clienti finali, è stata promossa con un incentivo di natura *output-based* la liberazione di *hosting capacity* grazie a soluzioni avanzate di controllo delle tensioni sulle reti di media tensione (deliberazione 646/2015/R/eel). Per quanto concerne gli aspetti di riconoscimento dei costi, l’Autorità ritiene che uno schema di regolazione del tipo *rate-of-return* sui soli costi di capitale non dia incentivi equilibrati per la minimizzazione dei costi complessivi del servizio e, seguendo un percorso di gradualità, ha previsto il superamento delle attuali modalità di remunerazione dei costi a favore di logiche di riconoscimento del costo totale, orientate agli *output* raggiunti, che premi la creazione di valore per gli utenti del servizio.

Gli sviluppi della regolazione delle reti di distribuzione in logica *smart* si muovono in stretta connessione con la revisione delle regole di dispacciamento per la valorizzazione dei servizi che le risorse connesse alle reti di distribuzione possono fornire al bilanciamento del sistema elettrico, nella prospettiva di evoluzione verso mercati elettrici più sicuri, efficienti e integrati, anche in presenza di un sempre maggiore contributo degli impianti di generazione a fonti rinnovabili, in maggior parte connessi alle reti di distribuzione. Anche sotto questo profilo, dai progetti pilota è emersa la necessità di favorire l’osservabilità dello stato delle reti di distribuzione in media tensione dal parte del *system operator* che viene favorita dalla regolazione incentivante degli *smart distribution system*.

Al fine di promuovere la “smartizzazione” della rete e trasformazioni anche radicali, per tutto il settore energetico, ricerca ed innovazione sono elementi essenziali. In tal senso, sarebbe opportuno che la SEN 2017 approfondisse il tema del coordinamento degli organismi di ricerca con le realtà del tessuto imprenditoriale nazionale. Per quanto riguarda la ricerca di sistema elettrico, più volte richiamata nella SEN 2017, l’Autorità

condivide la necessità di una riforma tempestiva di questo strumento di finanziamento, al fine di massimizzarne l'efficacia e migliorare le ricadute anche sul settore industriale. Da troppo tempo ci sono lentezze nei processi di pianificazione e approvazione che non fanno bene al sistema. Inoltre, è auspicabile che sia favorita la convergenza dei sistemi di ricerca e innovazione tra il settore elettrico e quello del gas, al fine di favorire ricadute compatibili e in grado di massimizzare i benefici su entrambi i mercati.

Interventi per la resilienza

La SEN 2017 attribuisce ampia importanza agli interventi per aumentare la resilienza. Le azioni proposte includono il rafforzamento dei componenti, l'introduzione di ridondanze, l'adozione di soluzioni avanzate di gestione di rete, un approccio predittivo da parte dei concessionari di rete per attivare le risorse necessarie al ripristino del servizio compreso un potenziamento dei meccanismi di allerta delle squadre per il ripristino veloce, e un più stretto coordinamento tra gli operatori di rete ed Enti Locali.

A questo riguardo, l'Autorità ha già introdotto linee guida funzionali alla selezione degli investimenti secondo un'analisi di rischio, raccogliendo il lavoro svolto dall'impresa di trasmissione, dalle imprese distributrici dalle imprese distributrici, dal CEI (Comitato elettrotecnico italiano) e da RSE (Ricerca sul sistema energetico) nell'ambito del Tavolo sulla resilienza istituito dall'Autorità nel 2015, come citato dalla SEN 2017. Il lavoro regolatorio si sta ulteriormente sviluppando. Da una parte, l'Autorità con la deliberazione 127/2017/R/eel ha disposto che, anche in caso di interruzioni innescate per causa di forza maggiore, gli indennizzi automatici ai clienti finali siano a carico degli operatori al superamento delle 72 ore di interruzione, allo scopo di responsabilizzare incisivamente gli operatori di rete e tutelare i consumatori. Dall'altra, con il documento per la consultazione 645/2017/R/eel, l'Autorità ha presentato proposte di regolazione incentivante sia per favorire la tenuta delle reti alle sollecitazioni di eventi meteorologici severi (con una logica selettiva mirata alle porzioni di rete che presentano i livelli più elevati di rischio), sia per favorire soluzioni innovative nella predisposizione di misure preventive, di preallertamento e di gestione dell'emergenza

tese a rendere più efficaci e tempestive le azioni di ripristino, agendo sulla capacità del sistema di riportarsi in uno stato di funzionamento accettabile anche con interventi provvisori, anche senza il tramite della rete.

2.2 Settore del gas

Con riferimento al settore del gas, sebbene in un contesto di elevata incertezza circa le attese di evoluzione della domanda nei prossimi anni, la SEN 2017 attribuisce giustamente un ruolo chiave al gas nella transizione energetica al 2030. Al fine di promuovere un sistema gas complessivamente più sicuro, flessibile e competitivo (incluso l'obiettivo di azzeramento del differenziale di prezzo tra TTF e PSV), la SEN 2017 propone un ampio spettro di interventi volti alla diversificazione della capacità di import, al potenziamento della flessibilità e resilienza delle rete nazionale di trasporto, al miglioramento del margine di sicurezza "alla punta" tramite le prestazioni del sistema di stoccaggio.

Interventi infrastrutturali

Con riferimento agli interventi infrastrutturali, la SEN 2017 individua una serie di interventi volti a promuovere la diversificazione delle fonti di approvvigionamento del gas. In particolare, la SEN 2017 conferma la realizzazione del gasdotto TAP (8,8 bcm/a entro il 2020, con possibilità di ampliamento lungo il medesimo tracciato per ulteriori 10 bcm/a) e lo sviluppo del progetto Poseidon (fino a 20 bcm/a entro il 2025). Inoltre, si indicano ulteriori sviluppi infrastrutturali in regime di esenzione dal TPA (*third party access*), nonché la realizzazione di un nuovo terminale GNL del tipo FSRU (*Floating Surface Rigassification Unit*) per 4 bcm/a. Infine, la SEN 2017 indica una serie di interventi per il potenziamento della flessibilità e resilienza della rete nazionale di trasporto, in particolare nell'area Nord-Ovest, lungo la dorsale adriatica e con riferimento ai flussi bidirezionali frontaliere (tramite potenziamento della capacità di export da Passo Gries e Tarvisio per 40 Msm³/g complessivi). Non da ultimo, la SEN 2017 segnala l'obiettivo di metanizzazione della Sardegna, da realizzare attraverso lo

sviluppo di terminali *Small Scale LNG*, anche mediante il possibile sviluppo di una rete dorsale interna di trasporto.

All’Autorità preme sottolineare **l’esigenza che nel settore gas, al pari di quello elettrico, l’identificazione e la successiva regolazione e remunerazione degli investimenti, seguano rigorosamente un approccio fondato sulla selettività degli interventi, basata su un’analisi costi-benefici e con una focalizzazione sull’effettiva utilità per il sistema, anche sotto il profilo della sicurezza degli approvvigionamenti e della diversificazione delle fonti.** E’ altresì importante che l’analisi costi-benefici venga fatta secondo metodologie standardizzate, integrando i due settori, elettricità e gas naturale. La selezione degli interventi prioritari nel settore del gas naturale dovrebbe infatti risultare da una valutazione complessiva che tenga contestualmente conto dell’evoluzione del mix energetico. In particolare nel settore del gas, in cui le esperienze di applicazione di analisi costi-benefici sono meno mature, l’assenza di selettività comporta infatti significativi rischi di incrementi di costo per i consumatori, tanto più ingiustificati se corrispondenti a soluzioni di intervento ridondanti o in gran parte alternative. Questa esigenza è tanto più forte se si considerano alcuni elementi di contesto, già richiamati in precedenza. In Italia, il consumo di gas naturale nell’anno 2016 si è attestato su circa 70 miliardi di metri cubi, lontano dai livelli pre-crisi, quando il consumo annuo si era avvicinato ai 90 miliardi di metri cubi. La sensibile contrazione dei consumi ha evidentemente prodotto una riduzione del grado di utilizzo delle infrastrutture di trasporto esistenti e ha inciso negativamente sul costo unitario del servizio per l’utente finale che si è trovato a pagare il costo di uno sviluppo infrastrutturale dimensionato sulla base di livelli di domanda ben maggiori e influenzato dalle prospettive di costituzione di un *hub* italiano del gas. Negli scenari futuri di medio termine la domanda di gas naturale potrebbe ridursi anche in relazione agli ulteriori interventi di efficientamento energetico, alla possibile riduzione della domanda di gas naturale per il settore termoelettrico e alla crescita della penetrazione del vettore elettrico, favorita dallo sviluppo delle fonti rinnovabili.

Anche per il settore gas, l’Autorità sottolinea la rilevanza della **dimensione internazionale** nello sviluppo infrastrutturale. Ciò anche considerando che molte infrastrutture proposte nella SEN 2017 hanno una rilevanza transnazionale, per le quali è di primaria importanza che vengano selezionate a seguito di un’analisi costi-benefici a livello europeo - all’interno dei TYNDP e dei PCI - in modo tale che la ripartizione dei costi segua la distribuzione dei benefici tra i diversi sistemi nazionali.

Alla logica sopra descritta, basata su criteri di selettività e sulla verifica dei benefici apportati al sistema, non può sottrarsi anche la **metanizzazione della Sardegna**. Rispetto a tale obiettivo, che pure risulta coerente con la scelta politica sostenuta dal Governo già nel corso del 2016 con la sottoscrizione del “Patto per la Sardegna”, andrà pertanto attentamente verificata la condizione enunciata dal Governo stesso di “autorizzare solo il progetto ottimale anche sotto l’aspetto della analisi costi-benefici complessiva della metanizzazione dell’Isola”, considerando, in ottica sistemica, le valutazioni e ipotesi contenute nei piani di sviluppo dei soggetti privati promotori dell’intervento.

Margini di sicurezza alla punta

Per quanto attiene ai **margini di sicurezza alla punta nel settore del gas naturale**, anche l’Autorità ha rilevato un **peggioramento della performance di erogazione** e, con deliberazione 323/2016/R/gas, ha avviato un’istruttoria conoscitiva. Sulla base delle evidenze raccolte, si conferma come, a fronte di un aumento delle prestazioni tecniche massime teoriche di spazio (2008: 8,4 Gmc – 2016: 12 Gmc) e di iniezione (2008: 130 MSmc/g – 2016: 145 MSmc/g), si registri un andamento della prestazione tecnica massima teorica di erogazione complessivamente in calo nell’ultimo triennio (2014: 281,5 MSmc/g - 2016: 237,5 MSmc/g), ascrivibile a diverse concause, in particolare: i) una diversa interpretazione dei criteri di stima delle prestazioni tecniche massime teoriche disponibili (cosiddetto metodo di interpretazione del *field limit test*), ii) una variazione della prestazione dei pozzi e iii) situazioni di indisponibilità impiantistiche di medio/lungo periodo legate al campo di Brugherio. Il principale operatore dello

stoccaggio sta realizzando interventi per ripristinare il deficit prestazionale evidenziato. A tale riguardo si segnala che **la regolazione dell’Autorità già oggi fornisce incentivi rispetto alle prestazioni tecniche massime teoriche in iniezione ed erogazione.** Inoltre, l’Autorità, in applicazione delle disposizioni di cui all’articolo 37, comma 3, del decreto legge 133/2014, al fine di aumentare la sicurezza in termini di punta di erogazione e di iniezione delle forniture di gas al sistema italiano ed europeo del gas, ha definito un meccanismo di incentivazione agli investimenti per lo sviluppo di ulteriori prestazioni di punta effettuati a decorrere dal 2015, applicato, nelle more dell’individuazione, da parte del Governo con apposito DPCM, delle necessità minime infrastrutturali ai sensi del decreto legislativo 93/2011, per le imprese di stoccaggio facenti istanza entro il 30 settembre 2015. Tale meccanismo di incentivazione è pertanto applicato in modo selettivo a quei siti di stoccaggio che risultano in grado di apportare un miglioramento della flessibilità del sistema nazionale del gas e che sono caratterizzati da un elevato grado di efficienza tecnico-economica. Al contempo, in esito all’istruttoria, l’Autorità, con la deliberazione 589/2017/R/gas, ha avviato, fra l’altro, un procedimento per la definizione di un meccanismo incentivante per le imprese di stoccaggio, mirato a massimizzare il valore delle risorse da queste ultime messe a disposizione, sulla base delle risultanze dell’istruttoria medesima.

3. Competitività nei mercati energetici

3.1 Settore elettrico

La SEN 2017 evidenzia come l’evoluzione del mercato elettrico sarà determinata dai seguenti fattori: allargamento della domanda che potrà partecipare più attivamente al mercato grazie allo sviluppo di nuove tecnologie, generazione basata sul binomio gas-rinnovabili e sul progressivo decentramento della produzione, aumento dell’interdipendenza tra i sistemi nazionali europei, possibile riduzione del costo medio di generazione e del saldo netto con l’estero. A fronte di questi cambiamenti, la SEN 2017 individua una serie di misure per favorire l’integrazione delle rinnovabili e della domanda nel mercato, la promozione dell’autoconsumo, il potenziamento del ruolo del

consumatore, il completamento della liberalizzazione del mercato e la difesa dei consumatori più vulnerabili.

Integrazione delle rinnovabili e della domanda nel mercato elettrico

La SEN 2017 pone l'obiettivo della piena integrazione nel mercato delle fonti rinnovabili, anche in forma distribuita, e la piena valorizzazione della domanda e delle altre risorse di flessibilità. La SEN indica inoltre l'esigenza di accelerare il percorso di apertura del mercato dei servizi ai nuovi soggetti, rispetto al quale esiste già in Italia un quadro normativo di riferimento (decreto legislativo 102/2014) con diversi progetti pilota avviati dall'Autorità (deliberazione 300/2017/R/eel).

Al contempo, per favorire la partecipazione al mercato della domanda, della generazione e degli accumuli distribuiti, la SEN 2017 ritiene necessario attuare ulteriori interventi. In particolare, il documento propone di sviluppare procedure di comunicazione sia tra i vari gestori di rete, che tra quest'ultimi e gli utenti o aggregatori di dispacciamento. Ciò tramite lo sviluppo di infrastrutture di gestione, di cui la SEN 2017 propone la gestione tramite un unico sistema di *data management*, basato su "nuovi standard di controllabilità e osservabilità" tra gestori della rete e utenti di dispacciamento. In un contesto di aumento delle risorse rinnovabili, la SEN 2017 sottolinea anche l'importanza di avere incentivi a bilanciare le proprie posizioni per tutti i partecipanti al mercato. A tale riguardo la maggiore responsabilizzazione nell'attività di bilanciamento dovrebbe avvenire anche tramite l'evoluzione del sistema di bilanciamento da un modello *central dispatch*, attualmente in uso in Italia, a un approccio più *self dispatch*, sebbene, nel medio termine, si chiarisca che non vi sia esigenza di modificare l'attuale modello di dispacciamento.

Riguardo la partecipazione al **mercato di bilanciamento** delle rinnovabili non programmabili, della generazione distribuita e della domanda, **l'Autorità ha predisposto una riforma della disciplina di dispacciamento**, in coerenza con l'evoluzione del quadro europeo, **rivolta a rimuovere ogni ingiustificata barriera**

all'entrata per tutti i potenziali fornitori dei servizi di dispacciamento. Il percorso di riforma consta di due fasi: una prima fase sperimentale e transitoria che prevede, tramite progetti pilota, l'apertura alla domanda, alle rinnovabili non programmabili e alla generazione distribuita; una seconda fase a regime, volto a consentire la massima partecipazione dei fornitori di servizi ed ad aumentare la flessibilità dei mercati, con interventi in grado di consentire la partecipazione piena anche delle rinnovabili non programmabili. I ritardi nella piena definizione del quadro normativo europeo, in particolare nel processo di approvazione del Regolamento UE che stabilisce una linea guida per il bilanciamento elettrico, hanno imposto una revisione delle scadenze inizialmente previste. Nonostante tali ritardi, l'Autorità si è già mossa in favore dell'apertura del mercato per il servizio di dispacciamento tramite l'avvio, con la deliberazione 300/2017/R/eel, di una serie di progetti pilota.

Con riferimento alla **responsabilità di bilanciamento**, l'Autorità ricorda che tale principio è incluso nell'attuale disciplina (deliberazione 111), per cui i costi di sbilanciamento ricadono sui soggetti che contribuiscono a generarli. Le deliberazioni 343/2012/R/efr e 522/2014/R/eel estendono tale principio anche agli utenti del dispacciamento di impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili. Inoltre, con la deliberazione 419/2017/R/eel, l'Autorità ha recentemente avviato una serie di interventi sulla disciplina degli sbilanciamenti atti a contrastare più efficacemente le strategie di programmazione non diligente nei confronti del sistema adottate dagli utenti del dispacciamento. Tali interventi rientrano nell'ambito della riforma della disciplina degli sbilanciamenti (deliberazioni 444/2016/R/eel e 800/2016/R/eel) che si è resa necessaria anche a seguito di condotte non diligenti di numerosi utenti del dispacciamento e dalle strategie di offerta di alcuni produttori.

Con riferimento al modello *central dispatch*, **l'Autorità condivide l'esigenza per il sistema nazionale di non modificare nel breve termine tale approccio** che, per l'Italia, costituisce un modello più adatto ed efficace ad assicurare la sicurezza del sistema ed a minimizzare i costi di bilanciamento e congestione per i consumatori.

Anche per il futuro è richiesta cautela nella valutazione del passaggio a modelli *self dispatch*, i cui benefici per il sistema nazionale non sono ad oggi evidenti. Per tale motivo, l’Autorità ha auspicato un maggior ruolo del *central dispatch* nel quadro normativo in via di revisione a livello europeo (memoria 298/2017/I/eel). A questo riguardo, grazie anche al contributo dell’Autorità in sede europea, il *Network Code on Electricity Balancing* consente ai sistemi nazionali di mantenere tale modello di bilanciamento.

Infine, per promuovere l’aggregazione di domanda e produzione, la SEN 2017 propone anche di **superare il prezzo unico di acquisto (PUN). L’Autorità considera positiva tale proposta** in quanto condivide con la SEN 2017 la posizione che siano superate le motivazioni che ne giustificavano l’introduzione nel 2004. Si ritiene che l’uso di un prezzo zonale anche lato consumo costituisca un importante elemento di responsabilizzazione delle aree territoriali, promuovendo una maggiore concorrenza e facilitando uno sviluppo più efficiente del parco di generazione, in linea con gli obiettivi di completamento della liberalizzazione del mercato, anche attraverso la partecipazione della domanda ai mercati dell’energia e dei servizi sulla base del corretto segnale economico.

Ruolo del consumatore

La trasformazione che coinvolge i settori energetici, ivi inclusi l’innovazione digitale e le nuove tecnologie, favoriranno sempre più un ruolo attivo del consumatore. Questo ruolo può esplicarsi in tre modi: scelta del fornitore e dei servizi, autoproduzione, che potrà anche essere sostenuta tramite soggetti aggreganti, e *demand response*. In questo quadro, l’uso delle informazioni è cruciale, e la SEN 2017 ritiene necessaria una maggiore sicurezza negli scambi informativi, e una trasparenza e regolamentazione riguardo la proprietà dei dati.

In questo contesto, l’Autorità ha avviato con decisione il processo che può portare il consumatore di energia a una maggiore consapevolezza della propria “impronta

energetica” (*energy footprint*) delineando le premesse per una doppia soluzione a disposizione del cliente finale: i) la predisposizione delle funzionalità dei misuratori di seconda generazione (2G) che permettono la diffusione di dispositivi in grado di ricevere dati in tempo reale dai misuratori medesimi (il monitoraggio della fruibilità di tale funzionalità è in corso come lo è lo studio per l’eventuale ampliamento delle tecnologie a supporto di tale funzionalità in collaborazione con l’Autorità per le garanzie nelle comunicazioni); ii) la definizione di un percorso graduale, in via di completamento per il settore elettrico e in corso di implementazione per il settore gas, per la centralizzazione dell’archiviazione e della messa a disposizione dei dati di misura nell’ambito del Sistema Informativo Integrato (SII) al fine di rendere più agevole la gestione di tali dati e, prospetticamente, implementare l’accessibilità diretta dei clienti finali alle informazioni sui propri consumi storici, secondo quanto previsto del decreto legislativo 102/2014. In prospettiva, gli interventi individuati sono in grado di consentire una soluzione abilitante per lo sviluppo sia di servizi domotici nel quadro della “rivoluzione dell’internet delle cose” (IoT, *internet of things*), sia di soluzioni di *demand response* nell’ambito della partecipazione ai mercati del dispacciamento con risorse di piccola taglia opportunamente aggregate.

Ciò è in linea con il percorso che, da 7 anni, l’Autorità ha definito introducendo misure regolatorie volte a favorire la capacitazione dei clienti finali e ad accrescere la loro consapevolezza circa le proprie esigenze di consumo, affinché la gran parte dei consumatori possa operare sul mercato, individuando le offerte più corrispondenti alle proprie esigenze, secondo un approccio aderente ai principi di piena e autonoma libertà di scelta del consumatore e di neutralità della regolazione

Liberalizzazione del mercato

Con riferimento al funzionamento del mercato libero, le considerazioni della SEN 2017 si focalizzano sulle modalità di superamento dei regimi di tutela, che avverrà entro il primo luglio 2019, e il buon funzionamento del mercato, in particolare dopo quest’ultima fase di riforma dei mercati di vendita. Le modalità di superamento dei

regimi di tutela saranno implementate tramite una serie di azioni del Ministero dello sviluppo economico, dell’Autorità e dell’Autorità garante della concorrenza e del mercato, in partecipazione con gli organi parlamentari e le associazioni dei clienti e degli operatori. Sul lato dell’offerta sarà importante garantire una sufficiente concorrenza nel mercato *retail* e un adeguato livello di *unbundling* tra il distributore e la società di vendita del medesimo gruppo. Sul lato della domanda, sarà importante promuovere il ruolo attivo dei consumatori con strumenti informativi finalizzati ad accrescere la specifica conoscenza del mercato e con interventi che stimolino il cambiamento, incentivando nel tempo una scelta consapevole del proprio fornitore.

All’indomani dell’entrata in vigore della legge 4 agosto 2017, n. 124, l’Autorità ha tempestivamente avviato tre nuovi procedimenti – in aggiunta alle ulteriori iniziative regolatorie già in essere – per l’attuazione dei nuovi interventi previsti dalla legge per i settori interessati con riferimento alla realizzazione e la gestione da parte del Gestore dei SII di un portale per la raccolta e pubblicazione in modalità open data delle offerte vigenti sul mercato *retail* (Portale Confrontabilità Offerte), alla definizione delle linee guida per promuovere le offerte commerciali a favore dei gruppi di acquisto e alla formulazione della proposta relativa all’individuazione dei criteri, delle modalità e dei requisiti tecnici, finanziari e di onorabilità per l’iscrizione all’Elenco dei soggetti abilitati alla vendita di energia elettrica ai clienti finali (Elenco venditori). Ciò al fine di assicurare la più celere implementazione delle disposizioni normative di recente introduzione.

Povertà energetica

La SEN 2017 segnala la crescente rilevanza, riscontrata anche nel resto d’Europa, del fenomeno della povertà energetica nel nostro Paese e individua ambiti di intervento che appaiono coerenti con quanto segnalato da questa Autorità, quali la revisione della struttura del bonus, la definizione di una misura condivisa a livello europeo della povertà energetica, l’istituzione di un osservatorio nazionale sul fenomeno e la promozione per i clienti in condizione di povertà energetica dell’accesso alle misure di

efficienza energetica e all'ecobonus tramite meccanismi di cessione del credito con garanzia pubblica. La SEN 2017 contiene tuttavia alcuni dati imprecisi e contraddittori sul numero di aventi diritto al bonus (cita prima 3.9 milioni e poi più correttamente 2 milioni di soggetti interessati) e sulla copertura in quota della spesa (cita 2 mensilità nel 2015 quando era il 20%, cioè quasi 3 mensilità). Al contempo la formulazione di alcuni interventi proposti che risultano già in essere meriterebbe di ulteriori chiarimenti.

In particolare, la proposta di estendere l'accesso al bonus elettricità-gas (su base ISEE) alle famiglie non connesse alla rete elettrica-gas risulta già in essere oggi nel settore elettrico e gas e previsto per il futuro bonus idrico. Non è inoltre chiaro se si intendano introdurre forme di bonus anche per chi usa combustibili diversi dal gas metano, come segnalato dall'Autorità nel 2015. Allo stesso modo, la proposta di aumentare gli importi del bonus fino a coprire un trimestre di spesa energetica media per una famiglia di 4 persone risulta già in essere dal gennaio 2017.

Con riferimento agli strumenti di contrasto alla povertà energetica, si osserva innanzitutto, in linea con le posizioni da tempo adottate dall'Autorità, che **le garanzie e gli strumenti di contrasto alla povertà dovrebbero essere assicurati attraverso risorse provenienti dal bilancio pubblico**, ossia finanziate con prelievo fiscale progressivo al crescere del reddito. Sebbene il tema della povertà energetica possa essere affrontato con risorse provenienti dal sistema elettrico e gas, tale modalità di finanziamento rende la copertura dei costi associati di natura regressiva, data l'incomprimibilità di gran parte dei consumi energetici.

Riguardo al sistema dei bonus vigente nel nostro Paese, esso è ben rodato e copre oggi in media il 30% dei costi familiari per il consumo di elettricità e gas (circa 4 mesi di consumi) ma due terzi delle famiglie aventi diritto non richiedono i bonus: **intervento prioritario è quindi la previsione di una erogazione automatica dei bonus**, ottenibile mettendo in comunicazione le banche dati ISEE con il SII. Ciò consentirebbe di raggiungere una copertura vicina al 100%, la sburocratizzazione dello strumento e una riduzione dei costi di gestione. Al fine di rendere maggiormente efficaci le misure di

contrasto alla povertà energetica, **andrebbero inoltre promossi strumenti specifici per la diagnosi energetica e l'efficientamento delle abitazioni delle famiglie in disagio economico**, così come previsto dal CEP.

Infine, è utile segnalare come numerose forme di vulnerabilità sociale siano solo parzialmente connesse con la povertà energetica (anzianità, disagio sociale, difficoltà linguistiche o strumentali), rendendo talune categorie sociali più indifese a fronte di opportunità di sviluppo dei sistemi energetici (quali rinnovabili, auto elettrica, contatori e reti smart, scelta della potenza contrattuale, scelta dell'offerta commerciale, eventuali prezzi flessibili, ecc.). Per tali categorie andrebbero opportunamente previste adeguate campagne di informazione e tutela in modo tale che non risultino penalizzate nel processo di profonda trasformazione in atto nei settori energetici.

3.2 Settore del gas

Secondo le indicazioni del Governo, la competitività del mercato del gas passa prioritariamente attraverso misure volte, da un lato, a migliorare la liquidità fisica del mercato, dall'altro, a favorire la competizione tra fonti marginali, tese a ridurre il differenziale di prezzo tra il mercato all'ingrosso italiano e i mercati più liquidi del Nord Europa, di cui beneficerebbero, in ultima istanza, i clienti finali.

Introduzione della figura del market maker

Al fine di aumentare la liquidità del mercato la SEN 2017 propone, anche sulla base dell'esperienza positiva avuta in altri mercati europei, l'**introduzione della figura del market maker**, ossia di un soggetto che si impegna, a fronte di un vantaggio economico, a fornire "spessore" agli scambi. Tramite il *market maker* verrebbe assicurata la presenza sul mercato, pressoché costante, di offerte di acquisto e vendita a prezzi di mercato. Ciò allo scopo di attirare la partecipazione degli operatori, favorire le transazioni e facilitare la minimizzazione dei costi di acquisto, con una riduzione degli oneri per il sistema.

L’Autorità valuta tale iniziativa idonea a perseguire la liquidità del mercato del gas, con possibili benefici anche per l’efficiente funzionamento del mercato elettrico, dato il rilevante impatto del prezzo del gas naturale nella formazione dei prezzi elettrici, nel cui mercato le tecnologie a gas risultano marginali in un numero elevato di ore. Tale misura risulta coerente rispetto al più ampio processo di revisione degli assetti di mercato, portato avanti anche dall’Autorità in modo organico con l’evoluzione della regolazione europea, al fine di rimuovere le barriere allo sviluppo di un mercato nazionale liquido e concorrenziale, in grado di esprimere prezzi affidabili per orizzonti temporali sempre più estesi e coerenti con le dinamiche dei prezzi europei.

Corridoio della liquidità

Per quanto concerne le misure volte a incrementare la **competizione tra fonti marginali**, la SEN 2017 si pone come obiettivo la riduzione del differenziale di prezzo all’ingrosso del gas tra PSV e TTF. A tale fine, la prima iniziativa che il Governo intende promuovere nel breve termine riguarda l’accesso alla capacità di *import* dai mercati del Nord Europa (in particolare quella del sistema Tenp-Transitgas), attraverso l’introduzione del "**Corridoio di liquidità**". Questa misura dovrebbe consentire, mediante appositi meccanismi per l’allocazione della capacità di trasporto, di eliminare la distorsione del prezzo all’ingrosso determinata dal *pancaking* delle tariffe di *entry-exit* dei vari sistemi nazionali attraversati dal corridoio di approvvigionamento di quella che è oggi la fonte marginale per la determinazione del prezzo del gas nel sistema italiano. Tale distorsione è riconosciuta anche dalla Commissione europea che ha recentemente lanciato un ambizioso studio, denominato *Quo Vadis*, per indagare le modalità di superamento dell’attuale sistema tariffario *entry-exit*: un sistema pensato per un contesto dominato da contratti di lungo termine e che mal si concilia con l’attuale esigenza di flessibilità degli approvvigionamenti, che inevitabilmente finisce per penalizzare i sistemi periferici e che, una volta cessati gli attuali contratti di lungo termine della capacità, determinerà un disallineamento di prezzo strutturale dei diversi mercati continentali. Per il sistema italiano questa problematica è già resa evidente oggi

a causa della mancata adozione, nel tratto svizzero, di meccanismi di allocazione della capacità di breve termine o di risoluzione delle congestioni contrattuali. Nelle more dell'adozione di una nuova normativa europea in grado di superare tali criticità in modo organico e armonizzato per tutti i sistemi nazionali, il Corridoio della liquidità interviene in modo unilaterale per favorire una maggiore integrazione del mercato del gas italiano nel contesto europeo e il miglioramento della sicurezza complessiva del sistema gas nazionale.

L'Autorità condivide l'esigenza di comprimere lo *spread* di prezzo con i più liquidi mercati europei, in quanto di ostacolo alla piena concorrenzialità del mercato italiano del gas ed, in ultima analisi, anche del comparto industriale del nostro Paese. Una valutazione del Corridoio della liquidità deve tener conto di una serie di aspetti, che includono l'esame dei costi e dei benefici per il sistema, nonché le condizioni di compatibilità con il quadro regolatorio europeo e, più in generale, la coerenza rispetto agli obiettivi di promozione della concorrenza e riduzione delle distorsioni di mercato nell'Unione europea.

Dal punto di vista dei costi e dei benefici per il sistema, il Corridoio della liquidità, a fronte dei benefici attesi nel contesto di mercato attuale a seguito della riduzione dello *spread* di prezzo tra TTF e PSV (fino ad un valore non comprimibile corrispondente al costo variabile di trasporto al PSV, pari a circa 0,7 €/MWh), richiede di individuare una modalità di recupero dei costi sostenuti per l'acquisizione della capacità di trasporto e non coperti dalla successiva vendita dei prodotti *bundled*, attraverso una componente tariffaria aggiuntiva applicata ai volumi prelevati alla rete. Dunque il consumatore finale, da un lato, sosterrrebbe i costi di questo strumento in modo proporzionale ai propri consumi, dall'altro, in proporzione sempre ai propri consumi, potrebbe beneficiare della convergenza di prezzo tra il gas naturale negoziato al PSV e il gas naturale negoziato negli *hub* europei. A tale riguardo, nella SEN 2017 il beneficio netto della misura è stimato tra i 100 e i 600 milioni di euro l'anno.

Sul piano del disegno di mercato e della coerenza dello strumento rispetto alle regole vigenti e agli obiettivi di promozione della concorrenza, l’Autorità evidenzia, in primo luogo, l’esigenza di verificare la compatibilità della misura rispetto al quadro normativo Europeo e in particolare con i codici di rete di recente adozione, con riferimento in particolare ai Regolamenti (UE) 984/2013 (“Codice allocazione capacità”) e 460/2017 (“Codice Tariffe”). In particolare la misura, prevedendo l’acquisto di capacità di trasporto sul mercato secondario riproduce un esito equivalente ad un’allocazione sul mercato primario, sebbene con modalità differenti da quelle previste dai Regolamenti su menzionati. In secondo luogo, si rileva come la misura, così come illustrata nella SEN 2017, delinea un contesto di importazione del gas naturale dal nord Europa attraverso una direttrice ben definita, mentre **è opinione di questa Autorità che sia opportuno promuovere, per quanto possibile, condizioni di competizione tra le diverse direttrici di ingresso dall’Europa del gas naturale all’interno del sistema italiano.**

Altro elemento importante è che il **meccanismo sia definito in modo da cercare di minimizzare i rischi per il sistema**, in particolare valutando la **durata** complessiva del meccanismo, che dovrà risultare coerente con la messa in servizio dei previsti sviluppi infrastrutturali illustrati dalla stessa SEN 2017 e volti ad assicurare la convergenza strutturale del prezzo italiano con le quotazioni degli *hub* europei (e.g., nuovo terminale GNL del tipo FSRU per 4 bcm/a), nonché con l’obiettivo dichiarato per il lungo periodo di un mercato italiano capace di funzionare come *hub* del gas, anche grazie alle addizionali risorse che potranno accedere all’Europa dall’area mediterranea. Andranno inoltre opportunamente valutati i quantitativi minimi di capacità acquistabili lungo le diverse direttrici in grado di consentire il raggiungimento degli obiettivi descritti, laddove la SEN 2017 invece sembra prevedere esclusivamente il riacquisto della totale capacità fisica dei gasdotti interessati.

Infine, andranno opportunamente definiti i compiti dei soggetti istituzionali deputati all’implementazione della misura, al fine, in particolare, di assicurare la selezione e l’indipendenza del soggetto regolato deputato all’acquisto della capacità di trasporto di

lungo termine, nonché i meccanismi d'asta e di recupero dei costi eventualmente incorsi.