

MEMORIA

513/2019/I/COM

**MEMORIA DELL'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA
RETI E AMBIENTE NELL'AMBITO DELL'INDAGINE
CONOSCITIVA SULLE PROSPETTIVE DI ATTUAZIONE E DI
ADEGUAMENTO DELLA STRATEGIA ENERGETICA NAZIONALE
AL PIANO NAZIONALE ENERGIA E CLIMA PER IL 2030**

Memoria per la X Commissione Attività produttive della Camera dei Deputati

4 dicembre 2019



Signor Presidente, Gentili Onorevoli,

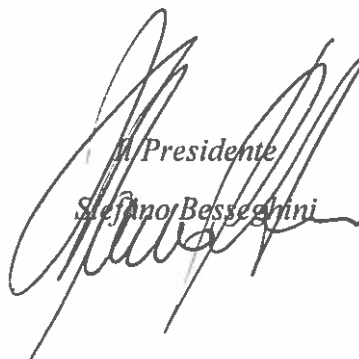
desidero ringraziare, anche a nome dell'intero Collegio dell'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente, la Commissione Attività produttive della Camera dei Deputati, per avere invitato questa l'Autorità nell'ambito dell'indagine conoscitiva sulle prospettive di attuazione e di adeguamento della Strategia energetica nazionale al Piano nazionale energia e clima per il 2030.

Con la presente memoria, l'Autorità intende offrire un contributo, nel rispetto del ruolo che le è stato assegnato dal Legislatore, in relazione al Piano nazionale integrato per l'energia e il clima dell'Italia 2021 – 2030, con riferimento al testo posto in consultazione, lo scorso 20 marzo, dal Ministro dello sviluppo economico.

Consapevoli che la definizione delle linee programmatiche generali e degli obiettivi di politica energetica compete al Parlamento e al Governo, nel nostro ruolo di Regolatore indipendente, ci focalizzeremo, dunque, sull'individuazione degli strumenti tecnici più adeguati per perseguire tali obiettivi nei settori regolati. Ciò in considerazione dello stato e delle prospettive della regolazione nei settori energetico e ambientale, tenuto conto delle principali linee di intervento segnate sia a livello comunitario sia a livello nazionale.

Come di consueto, offriamo a questa Commissione la nostra più completa disponibilità a fornire, anche in forma scritta, i dati e gli elementi ulteriori che si ritenessero necessari, a seguito dell'esposizione che mi accingo ad iniziare.

Il Presidente
Stefano Besseghini



Premessa

I settori energetici e ambientali sono caratterizzati da una *governance* complessa: da un lato, vi è una ripartizione di competenze esclusive e concorrenti a più livelli (Stato, Regioni, enti locali) e, dall'altro, vi è una compresenza di funzioni del Governo e del Regolatore indipendente, nonché di altri organismi (per esempio, per il settore dell'energia: il Gestore dei servizi energetici (GSE), il Gestore dei mercati energetici (GME), l'Acquirente unico (AU), la Ricerca per il sistema energetico (RSE); per il settore ambientale: gli Enti di governo dell'ambito territoriale ottimale (EGA).

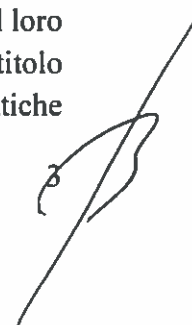
Nei settori energetici, la complessità della *governance* è aumentata nel tempo anche per la crescente europeizzazione ed integrazione dei mercati, con un trasferimento di responsabilità e di poteri dal livello nazionale ad istituzioni e ad organizzazioni sovranazionali, quali la Commissione Europea e l'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali di energia (ACER). Non solo rispetto alla definizione dei macro-obiettivi di politica energetica ed ambientale, ma anche con riferimento alla scelta degli strumenti e alla definizione delle regole, il processo decisionale si è, nel tempo, evoluto verso un modello di collaborazione e coordinamento sovranazionale.

In questa direzione muove, in forte discontinuità col passato, il Regolamento *Governance* (UE) 2018/1999, uno dei pilastri dell'Unione per l'energia, che instaura un meccanismo di coordinamento delle politiche energetiche e ambientali dei singoli Stati membri, volto a garantire il raggiungimento degli obiettivi energia-clima stabiliti a livello europeo per il 2030. Mentre gli Stati membri, tramite i Piani nazionali energia-clima, definiscono in autonomia i propri obiettivi, politiche e misure, la Commissione europea, tramite un'azione di monitoraggio e coordinamento, assicura la coerenza con gli obiettivi a livello unionale.

Il *Piano nazionale integrato per l'energia e il clima dell'Italia 2021 – 2030* (PNIEC) definisce gli obiettivi nazionali e le concrete linee di azione da attuare per il conseguimento degli obiettivi europei di energia e clima per il prossimo decennio. Tali obiettivi, già ambiziosi, devono essere considerati anche in un'ottica strategica di più lungo termine, tenendo conto del più recente dibattito sul *Green Deal* e delle discussioni circa la prospettiva di completa decarbonizzazione al 2050.

In tale scenario risulta, pertanto, fondamentale consolidare un ordinato riparto delle competenze e mantenere e rafforzare la separazione concettuale e di responsabilità tra gli obiettivi strategici di politica energetica e ambientale e gli strumenti più idonei per il loro raggiungimento. Compito del Parlamento e del Governo, che sono a diverso titolo coinvolti nel processo, è quello di definire gli obiettivi e le linee programmatiche

3



coerentemente con gli indirizzi delineati in ambito europeo e di fornire agli operatori ed ai consumatori i giusti incentivi per attuare il Piano con soluzioni che siano, da un lato, efficaci sul piano del raggiungimento degli obiettivi e, dall'altro, efficienti sul piano produttivo e allocativo. L'aspetto dell'efficienza e della sostenibilità economica delle soluzioni risulta cruciale per il Paese, anche in considerazione dei rilevanti investimenti che il processo di decarbonizzazione richiede.

Alla Autorità di regolazione spetta invece la regolazione e il controllo dei settori di propria competenza, tramite la definizione degli strumenti tecnici ed economici ritenuti dalla stessa più idonei per garantire la concorrenza e l'efficienza del loro funzionamento, assicurando, al contempo, un elevato livello di qualità dei servizi e di tutela dei consumatori. Come definito dalla propria legge istitutiva (legge n. 481/95) e ribadito dalla normativa europea (Direttive (UE) 2019/944 e 2003/55/CE), l'Autorità opera in piena autonomia e indipendenza di giudizio, garantendo continuità e stabilità del quadro regolatorio al di là dei fisiologici cicli politici e dal succedersi delle legislature.

Pertanto, l'Autorità auspica che il PNIEC, nel definire le concrete linee di azione da attuare per il conseguimento dei target europei di energia e clima, mantenga con chiarezza la distinzione tra obiettivi, che appartengono al ruolo di indirizzo politico generale del Parlamento e del Governo, e strumenti regolatori, evitando di definire soluzioni di eccessivo dettaglio e lasciando al Regolatore la facoltà di identificare le specifiche misure di regolazione tecnico-economica più adatte a raggiungere gli obiettivi al minimo costo.

Nel seguito ci si soffermerà su alcune questioni contenute nel PNIEC ritenute particolarmente rilevanti, con specifico riguardo agli ambiti di competenza dell'Autorità, per i riflessi che queste possono avere sia a livello nazionale sia a livello comunitario, nonché per l'azione della stessa Autorità. Sono, inoltre, segnalati alcuni ambiti specifici rispetto ai quali si ritiene che il Piano potrebbe essere utilmente integrato in termini di indirizzi espliciti nelle scelte di politica energetica nazionale, per garantire efficacia al piano stesso e coerenza nel perseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione al minor costo.

1. Elementi generali

Il PNIEC definisce obiettivi climatici ed energetici per il 2030 molto ambiziosi e coerenti con quelli europei per il prossimo decennio. Pare qui opportuno sottolineare che questi ultimi si collocano in una prospettiva di decarbonizzazione, ancora più ambiziosa, che abbraccia un orizzonte più lungo, di ordine trentennale, nel quadro della *long term*

strategy, già oggetto del Regolamento *Governance*. Inoltre, il *Green Deal*, manifesto della nuova Commissione europea appena insediata, prevede una Comunicazione programmatica in materia per la prossima settimana e, entro 100 giorni, una proposta legislativa per rendere l'Europa il primo continente *carbon neutral* entro il 2050.

In tale contesto giocano un ruolo cruciale le scelte di investimento che dovranno riguardare tutti i comparti della filiera energetica, sia quelli monopolistici sia quelli aperti alla concorrenza. Gli investimenti che, ad oggi è possibile prevedere e che consentirebbero di perseguire efficacemente tali obiettivi, sono caratterizzati da alti costi, in prevalenza fissi, ovvero indipendenti dal loro effettivo utilizzo e, in gran parte, da vite utili molto lunghe. Ciò rende gli investimenti nei settori aperti alla concorrenza particolarmente esposti ai rischi legati alla volatilità del valore che tali investimenti sono in grado di generare sul mercato, che si riflettono sulla loro redditività attesa.

È necessario, in quest'ottica, che il PNIEC fornisca, innanzitutto, un indirizzo chiaro sul percorso di decarbonizzazione prescelto, al fine di consentire una valutazione adeguata degli investimenti infrastrutturali indispensabili, che - come detto - hanno vite utili molto lunghe che possono arrivare, nel caso, per esempio, del gas naturale, fino a 60 anni.

È, inoltre, essenziale che la pianificazione e il successivo sviluppo infrastrutturale dei diversi comparti della filiera energetica (produzione, accumulo, trasmissione, distribuzione, vendita e flessibilità della domanda) avvenga in modo coordinato, sia nei tempi, sia nella scelta tra le diverse infrastrutture e della loro localizzazione, al fine di garantire il perseguimento degli obiettivi al minimo costo. Si cita qui, a mero titolo di esempio, il caso degli investimenti in impianti di produzione da fonti rinnovabili (il cui pieno sfruttamento dipende dall'adeguatezza del sistema di trasmissione e di distribuzione e, in un futuro sempre più prossimo, dalla presenza di sistemi di accumulo) o il caso dell'adeguamento delle infrastrutture energetiche della Sardegna.

Tale coordinamento è necessario, e lo sarà sempre più in futuro, anche rispetto allo sviluppo sinergico dei settori gas ed elettrico. Infatti, in una ottica di decarbonizzazione dei settori energetici e di sviluppo di *green gas*, il settore elettrico e del gas tenderanno ad essere molto più interdipendenti (attraverso il cosiddetto *sector coupling*), anche considerando la progressiva penetrazione del vettore elettrico in utilizzi finali che tradizionalmente erano appannaggio di combustibili fossili (per esempio, le pompe di calore per il riscaldamento e i veicoli elettrici o a idrogeno per il trasporto).

Diventa, quindi, indispensabile la predisposizione, anzitutto a livello europeo, di analisi e studi approfonditi che, a partire dagli scenari definiti dai piani nazionali ed europei in termini di fabbisogni primari, siano in grado di supportare le scelte politiche e regolatorie destinate ad accompagnare e a sostenere il processo di decarbonizzazione, garantendo il

necessario coordinamento. Tali studi devono essere basati il più possibile su dati empirici e svolti da soggetti indipendenti ed esperti del settore. A questo riguardo, l'Autorità considera particolarmente importante la dimensione della ricerca, dell'innovazione e della competitività nel PNIEC.

In termini generali è, poi, importante definire strumenti, di mercato e regolatori, che consentano che tali investimenti si realizzino in un'ottica di efficienza e di sostenibilità economica. Ciò richiede un approccio guidato da criteri di selettività, sia per l'identificazione sia, laddove necessario, per la successiva regolazione e remunerazione degli investimenti. Tale approccio deve essere basato su un'analisi delle infrastrutture che consenta di selezionare le infrastrutture con maggiore utilità per il sistema, misurata mediante il rapporto costi-benefici. Come già detto, gli investimenti necessari in questo contesto si articolano su un orizzonte temporale di ampio respiro; quindi, è opportuno definire strumenti che garantiscano l'efficienza di lungo periodo e forniscano agli investitori la necessaria visibilità e certezza sul piano politico – regolatorio.

In questo contesto, le politiche e gli strumenti individuati dal PNIEC, come illustrato in seguito, non sempre sembrano rispondere ai criteri di efficienza, selettività e coordinamento menzionati, come, per esempio, nel caso dello sviluppo degli accumuli nel settore elettrico o della rete nel settore gas. Questo rischia di compromettere il raggiungimento dell'obiettivo complessivo o di raggiungerlo ad un costo più elevato per i consumatori.

Dal punto di vista delle scelte relative al modello di mercato e alla capacità di questo di supportare lo sviluppo infrastrutturale, emerge come nel processo di progressiva implementazione del mercato unico europeo dell'energia, mentre sono stati fatti rilevanti passi avanti nel disegno dei mercati *spot*, non ha trovato adeguato spazio l'approfondimento e l'adozione di strumenti di mercato di lungo periodo. Nel nuovo Regolamento elettrico UE 2019/943, per esempio, tali ultimi strumenti sono considerati eccezioni e sono consentiti solo transitoriamente, rendendone molto complesso uno sviluppo armonico e coordinato tra i vari Paesi europei, rischiando, così, di inficiarne l'efficacia nel lungo periodo.

Il segnale di prezzo che si genera nei mercati *spot*, però se, da un lato, è in grado di garantire il funzionamento efficiente del sistema, dall'altro, può non essere altrettanto efficace nel supportare gli investimenti, in particolare, nel contesto sopra delineato.

È, quindi, necessario sviluppare e promuovere, nel contesto europeo, strumenti di mercato che garantiscano una ripartizione dei rischi tra gli operatori di mercato e il sistema nel lungo periodo, al fine di supportare gli ingenti investimenti indispensabili per la decarbonizzazione e di garantirne l'efficienza e il necessario coordinamento.

A questo riguardo, l'Italia ha già sviluppato e incluso nel PNIEC lo strumento del mercato della capacità per sostenere investimenti nella generazione elettrica, che è ora in fase di implementazione. È importante che tale strumento sia adeguatamente sostenuto nei prossimi anni, come lo è stato finora, anche nel contesto della nuova legislazione europea. E', altresì, importante considerare la possibilità di sviluppare strumenti per sostenere investimenti a lungo termine, necessari per il processo di decarbonizzazione in altri comparti del settore energetico. L'assenza di tali strumenti rischia, infatti, di limitare fortemente il contributo al processo di decarbonizzazione che il mercato è in grado di apportare, rallentandolo e rendendo, paradossalmente, essenziali interventi di operatori regolati nell'ambito di contesti che potrebbero essere aperti alla concorrenza.

2. Elementi specifici

Si espongono ora alcune considerazioni relative a temi specifici, al fine di meglio declinare le considerazioni generali appena illustrate.

1.1 Energia elettrica

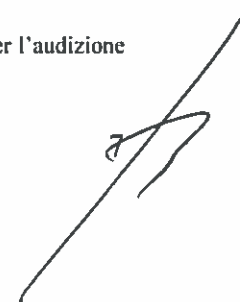
Autoconsumo

Il PNIEC attribuisce notevole rilevanza alla promozione dell'autoconsumo da fonti rinnovabili, sia in configurazione singola sia in quelle collettive, ipotizzando forme di incentivazione implicita che incidono sul pagamento degli oneri di rete e di sistema. È, inoltre, previsto un ampliamento di tali forme di incentivazione fino a includere situazioni in cui la produzione e il consumo non avvengono nello stesso punto di connessione.

Al riguardo, appare doveroso precisare che il concetto di autoconsumo identifica il consumo di energia elettrica prodotta nel medesimo sito in cui viene consumata, sia istantaneamente sia per il tramite di sistemi di accumulo, indipendentemente dai soggetti (anche diversi tra loro) che ricoprono il ruolo di produttore e di cliente finale, purché operanti nello stesso sito opportunamente definito e confinato, e indipendentemente dalla fonte che alimenta l'impianto di produzione. In altre parole, l'autoconsumo presuppone la contestualità nello spazio e nel tempo, tra produzione e consumo.¹

In un'ottica di sviluppo efficiente, l'autoconsumo dovrebbe essere valorizzato solo in funzione dei benefici che arreca al sistema elettrico (essenzialmente riconducibili alla

¹ Sul tema dell'autoconsumo, l'Autorità ha presentato una memoria (94/2019/1/com) il 12 marzo 2019 per l'audizione presso la Commissione Industria, commercio e turismo del Senato della Repubblica.



riduzione delle perdite di rete e alla potenziale minor esigenza di sviluppo delle reti elettriche), tutti riconducibili alla presenza in sito di un produttore, esso stesso talvolta consumatore (motivo per cui tali benefici dovrebbero essere riconosciuti al produttore stesso).

È, altresì, doveroso ricordare che lo sviluppo dell'autoconsumo non comporta in alcun modo una riduzione degli oneri generali di sistema che, finché troveranno una copertura tramite le bollette elettriche, devono essere allocati minimizzando gli effetti distorsivi delle scelte di produzione, consumo ed autoconsumo.² A tale proposito, è importante ricordare il potenziale effetto regressivo degli incentivi impliciti, a danno dei consumatori più vulnerabili e meno pronti ad approfittare dei vantaggi associati allo sviluppo dell'autoconsumo. Inoltre, un incentivo implicito associato alla mancata applicazione di componenti tariffarie non fornisce adeguate certezze agli investitori, in quanto suscettibile di continue variazioni.

In questo senso, la mancata applicazione delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema sull'autoconsumo (anche riferito a situazioni collettive) non rappresenta uno strumento efficace per la promozione delle fonti rinnovabili.

È, infatti, senza dubbio preferibile promuovere tali fonti con strumenti dedicati, espliciti, trasparenti e, soprattutto, opportunamente calibrabili in funzione dell'obiettivo da raggiungere, quali le aste attualmente previste nei decreti di promozione di tali fonti.

In occasione della conversione del decreto legge 30 dicembre 2016, n. 244 (DL Milleproroghe 2016)³, l'Autorità ha comunque ritenuto ragionevole che le componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema continuassero a trovare applicazione solo all'energia elettrica prelevata da una rete⁴ (e quindi non anche all'energia autoconsumata nel medesimo sito), tenendo conto delle difficoltà sistemiche, applicative, amministrative e, soprattutto, di controllo che si avrebbero qualora tali componenti si applicassero anche all'energia elettrica prodotta e consumata in sito; al tempo stesso, ha suggerito di estendere l'applicazione delle richiamate componenti tariffarie anche all'energia elettrica prelevata dalle altre reti con obbligo di connessione dei soggetti aventi titolo (i sistemi di distribuzione chiusi - SDC), anziché solo all'energia elettrica

² Sul tema degli oneri generali di sistema, l'Autorità ha presentato una memoria (588/2018/I/eel) il 20 novembre 2018 per l'audizione presso la Commissione Attività produttive, commercio e turismo della Camera dei deputati), con la quale si è proposto il trasferimento, anche parziale e graduale, degli oneri generali afferenti al sistema elettrico alla fiscalità generale.

³ Si veda al riguardo la Segnalazione dell'Autorità al Governo e al Parlamento 24 gennaio 2017, 20/2017/I/eel.

⁴ Attualmente, il punto di connessione, identificato dal codice POD (point of delivery), è l'elemento che separa la "rete" dal "sito" di utenza.



ARERA

Autorità di Regolazione
per Energia Reti e Ambiente

prelevata dalle reti pubbliche, al fine di garantire un trattamento tariffario non discriminatorio tra clienti finali del tutto confrontabili ma connessi a reti elettriche di natura diversa, facendo salvi i diritti e le obbligazioni derivanti alle reti interne d'utenza (RIU) dall'attuale formulazione dell'articolo 33 della legge 99/09, nel rispetto di quanto previsto dalla Comunicazione della Commissione europea del 28 giugno 2014, 2014/C 200/01.

Infine, e più in generale, l'applicazione delle componenti tariffarie a copertura degli oneri di sistema dovrebbe essere analizzata nell'ambito di una auspicabile più ampia revisione delle modalità di trasferimento di tali oneri sui clienti finali.

Accumuli

La realizzazione di una vasta capacità di accumulo, finalizzata al raggiungimento degli obiettivi di consumo di energia rinnovabile posti dall'Unione europea, è più volte richiamata nel PNIEC senza che ne siano specificate le modalità di attuazione

Vale, sul punto, rilevare che, ai fini dell'adozione di disposizioni inerenti ai sistemi di accumulo, è essenziale valutare la sostenibilità ambientale ed economica delle diverse tecnologie disponibili, in una logica imprescindibile di analisi dei costi-benefici, anche in considerazione degli oneri complessivi che possono ricadere sui consumatori.

L'Autorità ritiene che i sistemi di accumulo possano fornire un contributo di rilievo al sistema in termini di flessibilità, sia nel mercato dell'energia sia nell'ambito del servizio di dispacciamento (ossia, dell'insieme delle attività finalizzate a garantire l'equilibrio tra domanda e offerta elettrica). Ciò soprattutto in un contesto in rapida e continua evoluzione per effetto della diffusione delle fonti rinnovabili non programmabili, della generazione distribuita, nonché del progressivo venir meno degli impianti programmabili. Si sottolinea, tuttavia, che tali obiettivi non possono prescindere da un'accurata valutazione degli investimenti necessari sotto il profilo del vantaggio economico e, in prospettiva, solo utilizzando i sistemi di accumulo per una pluralità di finalità, si potrebbero conseguire benefici sufficienti a compensare i costi sostenuti.

L'Autorità ritiene che il modo più efficace ed economicamente efficiente per lo sviluppo dei sistemi di accumulo sia l'uso di strumenti che consentano soluzioni di mercato con un orizzonte a lungo termine per dare stabilità agli investimenti. Tali strumenti hanno il vantaggio di far emergere il costo efficiente dei servizi di flessibilità, favorendo, al contempo, le tecnologie più competitive e, pertanto, meno costose per i consumatori, e riducendo i rischi associati allo sviluppo delle medesime e i relativi costi di capitale.

Il perseguimento del principio della neutralità tecnologica, alla base di uno sviluppo efficiente del sistema, non può prescindere dalla tempestività con cui tali meccanismi

vengono attivati rispetto al momento in cui gli investimenti sono necessari; l'esigenza di interventi "urgenti" tende infatti a privilegiare le tecnologie con tempi di realizzazione più contenuti, anche se caratterizzati da costi più elevati.

Sviluppo delle fonti rinnovabili

Nell'ambito degli obiettivi comunitari fissati dalla direttiva UE 2018/2001 sulla promozione dell'energia rinnovabile, il PNIEC propone per l'Italia un obiettivo di penetrazione delle fonti rinnovabili al 2030 pari al 30% del consumo nazionale lordo.

Al fine di raggiungere tale obiettivo, il PNIEC prevede diverse misure incentivanti, senza peraltro formulare indicazioni più precise al riguardo. Risulta, pertanto, difficile effettuare una stima compiuta dei costi associati all'insieme degli interventi previsti dal documento in esame, in quanto mancano gli elementi quantitativi sulla ripartizione dei regimi di supporto annunciati, sia tra le fonti di generazione sia tra le diverse configurazioni impiantistiche.

Nel contesto di sviluppo delle fonti rinnovabili nel lungo termine, il PNIEC identifica due strumenti principali per la promozione dei grandi impianti rinnovabili (maggiori di 1 MW): i meccanismi d'asta e i *power purchase agreement* (PPA).

Riguardo i meccanismi d'asta, l'Autorità condivide la scelta di tale strumento per accompagnare lo sviluppo delle fonti rinnovabili a mercato.

È, altresì, importante, come sottolineato sopra, che la pianificazione e lo sviluppo delle rinnovabili, avvengano in modo coordinato con lo sviluppo delle infrastrutture, in particolare, della rete e degli accumuli, che sono necessari per una loro piena integrazione nel sistema elettrico. L'Autorità ritiene, altresì, che, per un'implementazione efficace di tale strumento, sia necessario un coordinamento tra gli organismi nazionali e regionali, allo scopo di identificare le aree del territorio in cui è possibile realizzare gli impianti di produzione, riducendo i tempi per le necessarie autorizzazioni.

Riguardo i PPA, essi sono certamente uno strumento di mercato che può essere utile anche allo sviluppo degli investimenti legati alle energie rinnovabili; tuttavia, presentano alcuni elementi di rischio, in parte legati anche alle stesse politiche di incentivazione promosse a livello centrale. In questo contesto, l'introduzione di una piattaforma di mercato non appare sufficiente a risolvere tali criticità. Dall'altra parte, l'utilizzo di PPA con controparte pubblica sembra essere uno strumento con caratteristiche e potenzialità analoghe ai meccanismi di asta ma con minore trasparenza, sia in relazione ai criteri di selezione, sia ai criteri di ripartizione dei costi e dei rischi sui consumatori.

Certificati bianchi

Il PNIEC intende aggiornare e potenziare il meccanismo dei certificati bianchi. L'Autorità osserva, tuttavia, che, anche se tale strumento ha permesso di ottenere notevoli risultati negli scorsi anni, al contempo, ha anche evidenziato una serie di criticità che hanno comportato difficoltà per gli operatori del settore ed hanno richiesto diversi interventi legislativi di aggiustamento, che ne hanno profondamente modificato la struttura.

In considerazione dell'ambizioso obiettivo di efficienza energetica, l'Autorità propone, anche alla luce delle recenti sentenze del giudice amministrativo, di rivedere lo strumento dei certificati bianchi alla luce di criteri di mercato in grado di far emergere prezzi che riflettano, nel lungo periodo, il costo degli investimenti.

Mercati dei servizi

Riguardo i mercati dei servizi, il PNIEC sottolinea l'importanza di completare l'abilitazione alla partecipazione ai mercati dei servizi della generazione rinnovabile distribuita e la piena valorizzazione della domanda e delle altre risorse di flessibilità (inclusi i sistemi di accumulo), secondo principi di neutralità tecnologica e minimizzazione dei costi, attraverso nuove forme organizzative. A tal riguardo, il PNIEC ritiene necessario accelerare il percorso di riforma del mercato dei servizi di dispacciamento, anche a partire dalle sperimentazioni già in corso con i progetti pilota sviluppati da Terna, in attuazione del decreto legislativo n. 102/14. Il PNIEC, tenendo conto della crescente partecipazione della generazione distribuita, evidenzia anche che l'attuale modello *central dispatch* potrebbe, in futuro, risultare non del tutto adeguato e che occorre, quindi, valutare il modello più idoneo per la realtà nazionale, secondo criteri di efficienza e di sicurezza, evitando modelli forzatamente standardizzati.

Con riferimento al modello *central dispatch*, l'Autorità ritiene che esso, proprio in presenza di un consolidato disegno di mercato nazionale caratterizzato da una rappresentazione molto semplificata dei vincoli di rete fino all'ora che precede il tempo reale, continui a costituire l'approccio più adatto ed efficace per assicurare un adeguato e valido coordinamento delle risorse di flessibilità e per garantire così la sicurezza del sistema al minimo costo per i consumatori.

Riguardo la partecipazione al mercato di bilanciamento delle fonti 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 discriminazione fra 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 (deliberazione 300/2017/R/eel), e una seconda, ora in atto, (iniziata con il documento per la consultazione 322/2019/R/eel, e volta alla revisione della regolazione del servizio di dispacciamento) che, sulla base dell'esperienza acquisita con i progetti pilota, consenta la partecipazione piena delle fonti rinnovabili non programmabili, degli accumuli e della domanda alla fornitura dei servizi di dispacciamento.

Sviluppo della mobilità elettrica e infrastrutture di ricarica

Il PNIEC prevede uno sviluppo estremamente accelerato della mobilità elettrica, con un target di sei milioni di veicoli elettrici (a batterie o ibridi *plug-in*) al 2030. Un simile sviluppo, considerando tutte le diverse modalità di ricarica (in luoghi accessibili al pubblico e in luoghi privati), comporta un notevole aumento dell'energia prelevata dai clienti domestici che si doteranno di un veicolo elettrico e che avranno la possibilità di ricaricare lo stesso presso la propria abitazione. Inoltre, esso potrebbe comportare anche un possibile aumento di nuovi punti di prelievo e, infine, un verosimile aumento della potenza prelevata dalla rete, soprattutto per i punti di ricarica veloci e ultra-veloci, sui quali si orienterà prevedibilmente la ricarica dei veicoli in luoghi aperti al pubblico. Inoltre, oltre alla flotta dei veicoli privati, si assisterà a una importante elettrificazione del trasporto pubblico locale, con esigenze di ricarica specifiche nei depositi o presso i capolinea delle tratte. L'Autorità sta fornendo la propria collaborazione al Ministero Infrastrutture e trasporti e al Ministero dello Sviluppo economico per l'aggiornamento del Piano nazionale delle infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici (PNIRE), poiché è necessario che la necessità di sviluppo della mobilità elettrica sia armonizzata con l'esigenza di stimolare anche un contestuale sviluppo efficiente delle reti elettriche, in particolar modo, per quanto concerne gli effetti sulla potenza assorbita. Al fine di cogliere, dunque, i vantaggi di sostenibilità ambientale che la mobilità elettrica può offrire in un sistema elettrico come quello italiano, caratterizzato da una rilevante penetrazione delle fonti rinnovabili, senza incorrere nei rischi e negli inconvenienti dovuti a sovraccarichi e congestioni locali delle reti di distribuzione, è opportuno che lo sviluppo delle infrastrutture di ricarica avvenga seguendo criteri di *smart charging*, evitando investimenti di sviluppo della rete che sarebbero altrimenti resi necessari dai nuovi carichi indotti dalla mobilità elettrica. In tal senso, l'Autorità è impegnata sia sul fronte delle determinazioni tariffarie, sia sul fronte dell'innovazione – attraverso l'avvio di progetti

sperimentali – sia, infine, in termini di attività consultiva nei confronti dei Ministeri interessati.⁵

2.2 Settore del gas naturale

Con riferimento al settore del gas naturale, il PNIEC attribuisce un ruolo di rilievo al gas naturale nella transizione energetica al 2030, considerando, in particolare, l’obiettivo di *phase-out* del carbone. Tuttavia, sotto il profilo infrastrutturale non affronta con chiarezza le condizioni di ulteriore sviluppo della rete nazionale e di distribuzione locale. Pur citando l’esigenza di “ammodernamento della reti”, “di maggiore affidabilità e flessibilità”, e pur prevedendo 3 GW di nuova capacità di generazione di energia elettrica alimentata a gas, sono però assenti stime di investimenti e considerazioni circa la coerenza e la sostenibilità economica delle soluzioni da adottare a fronte di investimenti tipicamente ammortizzati su orizzonti superiori ai 40 anni.

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 nel lungo termine, come già evidenziato nell’introduzione. Risulta di particolare rilevanza che l’analisi costi-benefici sia svolta secondo una metodologia standardizzata e integrata per i due settori, elettricità e gas naturale. La selezione degli interventi prioritari nel settore del gas naturale dovrebbe, infatti, derivare da una valutazione complessiva che tenga conto dell’evoluzione del *mix* energetico.

L’Autorità ritiene che, in particolare per il settore gas, vadano risolte le ambiguità che derivano da politiche pubbliche che non sembrano sempre tra di loro coordinate. A titolo d’esempio, la contribuzione pubblica a sostegno di nuove metanizzazioni (non ci si riferisce qui a limitate estensioni o potenziamenti di reti di distribuzione e di trasporto esistenti ma a estensioni significative del livello di infrastrutturazione o a vere proprie metanizzazioni da *green-field*), a fronte degli obiettivi ambiziosi di decarbonizzazione che vedono il gas quale vettore fondamentale a sostegno della transizione, ma non nel lungo termine, fa emergere con forza l’urgenza di un complessivo adeguamento e

⁵ In particolare, l’Autorità ha fornito al Ministero dello Sviluppo economico il previsto parere sullo Schema di decreto ministeriale finalizzato a favorire la diffusione della tecnologia di integrazione tra i veicoli elettrici e la rete elettrica (*vehicle-to-grid*), segnalando l’opportunità di definire i requisiti per la connettività dei punti di ricarica, che possono facilitare lo *smart charging* con benefici per il sistema e per il cliente finale (parere 394/2019/I/ecl).

coordinamento del quadro normativo e degli strumenti pubblici operativi, al fine di evitare la dispersione di risorse, a maggior ragione se si tratta di risorse pubbliche.

Solo in un quadro in cui, a partire dal PNIEC, si attuino interventi normativi chiari e coerenti, la regolazione potrà svolgere pienamente il proprio compito di portare a compimento, nel modo più efficiente ed efficace possibile, gli ambiziosi obiettivi di politica energetica ed ambientale che il Paese si sta dando. Quindi, in tale contesto, il PNIEC dovrebbe fornire un quadro di maggiore chiarezza, soprattutto in relazione alle scelte di infrastrutturazione, che richiedono risorse ingenti con tempi di ritorno lunghi. Caso emblematico è il tema della metanizzazione della regione Sardegna, come chiarito nel seguito.

In considerazione della funzione essenziale che il gas continuerà a svolgere nel breve-medio periodo, il PNIEC individua anche una serie di interventi volti a promuovere la diversificazione delle fonti di approvvigionamento. In particolare, il PNIEC conferma l'apertura del Corridoio Sud tramite il gasdotto TAP (*Trans adriatic pipeline*) e lo sviluppo della capacità di importazione del GNL, nei terminali esistenti, per favorire la partecipazione dell'Italia al mercato mediterraneo e globale di GNL, in concorrenza con i terminali del Nord Europa. A tale proposito, risulta opportuno utilizzare tutti gli strumenti per favorire gli investimenti a condizioni di mercato, in modo da contenere l'impatto sui consumatori. È, inoltre, proposto un intervento a favore della riattivazione della linea del gasdotto trans-tedesco TENP fuori esercizio, introducendo eventualmente modalità di realizzazione dello stesso anche a carico del sistema italiano, a fronte di un'analisi costi-benefici.

L'Autorità ritiene che tali interventi, oltre ad accrescere la sicurezza delle forniture, promuovano la competizione fra fonti marginali, la liquidità fisica del mercato e il completamento dell'integrazione del mercato italiano con i mercati del Nord Europa, con la conseguente riduzione del differenziale di prezzo tra il mercato all'ingrosso italiano e i principali *hub* europei. A tale proposito, si sottolinea che la definizione e implementazione del Regolamento sulle tariffe gas (Regolamento (UE) 2017/460), è stata una occasione persa per ridurre il differenziale di prezzo tra il mercato italiano e i mercati europei legato principalmente ai meccanismi di definizione delle tariffe di trasporto che si applicano ai transiti transfrontalieri.

A questo riguardo, è importante qui richiamare la recente Raccomandazione ACER (2 – 2019, del 19 novembre 2019) *Gas Bridge beyond 2025* che, sottolineando i limiti dell'attuale sistema tariffario *entry-exit*, in particolare in alcune regioni dove si traduce in una barriera agli scambi trans-frontalieri, auspica un intervento normativo di riforma dello stesso Regolamento europeo sulle tariffe di trasporto gas.

Metanizzazione della Sardegna

Per la Regione Sardegna, il PNIEC associa allo sviluppo dell'offerta di GNL, tramite impianti di piccola scala (*small scale LNG*), la disponibilità di un combustibile a minor impatto ambientale (rispetto al carbone) per le necessità di sviluppo industriale sardo. Non risulta, invece, chiara la visione rispetto al completamento o meno di tale processo di infrastrutturazione e delle connesse esigenze di socializzazione, anche al di fuori dell'ambito regionale, di una parte dei costi che ne deriverebbero.

Prescindendo dalla necessaria coerenza dei percorsi più o meno accelerati di decarbonizzazione di qui a 30 anni, con scelte di investimento infrastrutturale con una vita utile di oltre 40 anni, l'Autorità ritiene che la logica di selettività degli investimenti debba applicarsi anche alle scelte di infrastrutturazione energetica della Sardegna (come per il restante territorio nazionale) e, in tale prospettiva, l'Autorità ha chiesto a Ricerca sul sistema energetico (RSE) di sviluppare uno studio indipendente finalizzato ad una più ampia valutazione, con una analisi costi-benefici, delle opzioni disponibili in relazione all'adeguamento infrastrutturale del sistema energetico della regione Sardegna, che tenga conto dei diversi progetti infrastrutturali (avviati o previsti) dell'isola e delle loro eventuali interdipendenze.

Vale, altresì, evidenziare che una possibile socializzazione dei maggiori costi, legati sia alle infrastrutture sia alle modalità di approvvigionamento del gas per la regione Sardegna, risulta di difficile attuazione tramite gli strumenti di mera regolazione a legislazione vigente.

Biometano e idrogeno

Il PNIEC prevede lo sviluppo di gas quali il biometano e l'idrogeno (da fonti rinnovabili) che possono essere utilizzati per decarbonizzare il settore gas. In particolare, il PNIEC contempla la possibilità di ottimizzare le reti di trasporto anche tramite l'immissione di miscele di gas naturale e idrogeno e di biometano, attraverso una quota percentuale obbligatoria di gas rinnovabile (incluso l'idrogeno da fonti rinnovabili) da immettere nelle reti, nonché la necessità di definire un quadro normativo e regolatorio chiaro a questo riguardo; inoltre, prevede l'istituzione di uno sportello unico per le autorizzazioni e la semplificazione delle procedure per l'allacciamento. Tuttavia, il documento non chiarisce il ruolo che il Governo attribuisce a queste fonti di gas rinnovabile nel percorso di decarbonizzazione. Il PNIEC si concentra, infatti, prevalentemente sul ruolo delle fonti rinnovabili nel settore elettrico, assegnando al settore del gas e, quindi, anche dei nuovi

gas, un ruolo più marginale. La proposta di sviluppo dell'utilizzo del biometano rimane infatti in larga misura confinata all'ambito dei trasporti.

Alla luce delle attese nuove proposte europee per la decarbonizzazione e la promozione dei gas rinnovabili, appare rilevante che il Governo espliciti i propri indirizzi in questo contesto, definendo il ruolo di tali tecnologie nel percorso di decarbonizzazione.

no

16