



CONFINDUSTRIA

**Indagine conoscitiva sulle prospettive di
attuazione e di adeguamento della Strategia
Energetica Nazionale al Piano Nazionale
Energia e Clima per il 2030**

**Commissione Attività Produttive
Camera dei Deputati**

3 dicembre 2019

1. Considerazioni generali introduttive

Confindustria ritiene che la Proposta di Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (di seguito PNIEC) rappresenti un documento di fondamentale importanza strategica per il nostro Paese poiché in esso si integrano la politica energetica, la politica per il clima e la politica per uno sviluppo industriale sostenibile. Gli obiettivi Europei di decarbonizzazione e le decisioni di politica energetica obbligano il nostro Paese, e l'Europa, ad una sfida senza precedenti sul piano dell'innovazione relativa sia ai processi di produzione di energia sia ai processi di consumo.

Per comprendere la rilevanza sul piano industriale del PNIEC è necessario partire da alcuni dati consolidati: l'Italia è la terza economia Europea in termini di Prodotto Interno Lordo ed è il secondo Paese in termini di peso del settore manifatturiero sul PIL totale. Inoltre, sia in termini di incidenza percentuale delle emissioni di CO₂ sul PIL che in termini di emissioni pro-capite, la nostra economia, dal confronto con gli altri Paesi europei, risulta tra le più virtuose. Infine il settore manifatturiero italiano, in termini di uso efficiente delle risorse energetiche, è al primo posto in Europa.

Questi dati confermano che l'economia italiana ed il settore manifatturiero hanno già dato un contributo significativo alle politiche di decarbonizzazione condivise in sede Comunitaria.

Ai sensi degli articoli 3 e 4 del Regolamento UE/2018/1999 sulla *Governance* dell'Unione dell'Energia gli obiettivi europei al 2030 di riduzione delle emissioni del 40% - contestualmente ad un obiettivo di riduzione dei consumi finali di energia del 32,5% e ad una produzione di energia da fonti rinnovabili del 32% (vincolante a livello comunitario) - dovranno essere adottati garantendo un Piano nazionale coerente con le 5 dimensioni di politica energetica e ambientale individuate dalla Commissione:

- 1) la dimensione della decarbonizzazione e degli obiettivi fonti rinnovabili;
- 2) la dimensione dell'efficienza energetica;

- 3) la dimensione della sicurezza energetica nazionale e le sinergie con i sistemi energetici europei;
- 4) la dimensione del mercato interno dell'energia al fine di garantire il completamento del mercato unico e una maggiore competitività a beneficio degli utenti finali;
- 5) la dimensione della ricerca e innovazione, al fine di garantire condizioni per una *leadership* tecnologica e concrete opportunità di sviluppo economico.

Secondo gli indirizzi europei il PNIEC dovrebbe rappresentare una visione strategica integrata delle 5 dimensioni previste. Purtroppo, le sintetiche analisi costi-benefici che accompagnano il documento, pur rappresentando gli indirizzi generali in modo chiaro, non consentono di valutare compiutamente né la praticabilità sul piano tecnologico-programmatico né i relativi effetti di impatto economico sociale sulla competitività industriale ed in termini di opportunità di sviluppo di nuove attività che - secondo le nostre stime - potrebbero superare i 300 miliardi di Euro.

Il nuovo contesto prospettato dalla revisione degli obiettivi proposti dalla nuova Commissione UE (innalzamento degli obiettivi di riduzione dal 40 al 50% delle emissioni) la necessità di approfondirne e avviare una revisione del PNIEC sul piano della effettiva sostenibilità sul piano tecnologico ed economico: determinare le condizioni che rendano realizzabile in maniera efficiente e nei tempi previsti gli obiettivi di decarbonizzazione del piano (scelte tecnologiche, governance e autorizzazioni) e verificare l'impatto del piano sul costo di funzionamento del sistema energetico e sulla competitività del sistema industriale.

La versione attuale del documento, nella sua ampia struttura, evidenzia in prospettiva un serio rischio sul piano della doppia *Governance* delle scelte politiche da adottare.

Il primo aspetto riguarda l'assenza di una strategia di coordinamento tra Governo centrale, Regioni ed enti locali. Si tratta di un aspetto particolarmente rilevante per il nostro Paese per il quale mancano indicazioni specifiche inerenti alla *Governance* del Piano. La *Governance* è un tema che non può essere sottovalutato e la definizione di una "cabina di regia", coordinata ad esempio dalla Presidenza del Consiglio dei Ministri,

che includa anche la presenza delle Regioni, può aiutare nell'attuare le iniziative previste nella sezione delle politiche e misure e nel monitorare la traiettoria per il raggiungimento degli obiettivi. Inoltre, la “cabina di regia” con la responsabilizzazione delle Regioni potrà contribuire ad abbattere le barriere che ancora oggi esistono a livello territoriale per la realizzazione di progetti, soprattutto in relazione alle procedure autorizzative e al loro complesso e lungo iter procedurale.

Il secondo aspetto riguarda l'ordine di merito e di razionalità delle scelte, considerando la rapida evoluzione dei settori e delle tecnologie interessate dal Piano. Poiché il Piano copre un arco temporale di 10 anni, è necessario affrontare il percorso di decarbonizzazione in maniera efficiente ed efficace. Occorre effettuare un'adeguata analisi costi-benefici adottando, nella definizione degli scenari ipotizzati e delle misure previste per realizzarli, un principio di neutralità tecnologica, considerando eventuali eccezioni in caso risultino necessarie per rispondere alle specificità delle diverse tecnologie o al fine di garantire uno sviluppo equilibrato del parco nazionale e dei profili di produzione a beneficio della stabilità della rete. Infatti, l'adozione del criterio della neutralità tecnologica, affidando la scelta delle migliori soluzioni alle valutazioni del mercato, consente di conseguire un assetto che rappresenti l'equilibrio migliore in termini di sostenibilità ambientale ed economica, competitività e sicurezza del sistema.

Sul fronte della domanda industriale, occorrerebbe poi proporre e valutare sul piano costi – benefici (intendendo per benefici non solo quelli ambientali e sanitari, ma anche quelli socio-economici e di competitività della manifattura) percorsi di decarbonizzazione adeguati anche per quei settori industriali per i quali nel breve-mediotermine l'elettrificazione dei consumi non è tecnicamente praticabile.

Si ritiene importante, inoltre, che l'analisi costi-benefici, tenga conto delle esternalità, per valutare il grado di efficienza ed efficacia che il Piano si propone di apportare al Sistema Paese. In tal senso, sia il legislatore comunitario che quello nazionale hanno più volte ribadito l'importanza e la coerenza di tale analisi, soprattutto con riguardo all'informazione ambientale che, per sua natura, riveste un carattere di preminente interesse pubblico. Com'è noto, infatti, il D.lgs.195/2005, recante *“Attuazione della direttiva 2003/4/CE sull'accesso del pubblico all'informazione ambientale”*, disciplina proprio il più ampio

diritto di accesso a tale tipo di informazioni, nella massima trasparenza e per l'intera materia dell'informazione ambientale che comprende anche *“le misure politiche ed amministrative che incidono o che possono incidere sugli elementi sopradetti, le relazioni sull'attuazione della legislazione ambientale, le analisi costi-benefici usate nell'ambito delle misure adottate¹(...)”*. Il suddetto D.lgs. definisce le “analisi costi-benefici” ed altre analisi ed ipotesi economiche, come strumenti usati nell'ambito delle misure e delle attività disciplinate dal medesimo provvedimento, tra cui rientrano anche i Piani, come prevede espressamente l'articolo 2, comma 1, lettera a) numeri 3 e 5. Ne consegue che al fine di garantire il diritto di accesso a tali informazioni, oltre che la più ampia trasparenza nella loro messa a disposizione al pubblico, come prevede la legge, sarà necessario effettuare l'analisi costi-benefici dell'intero documento.

Inoltre, un'accurata analisi costi-benefici sarebbe opportuna anche per sostanziare, dal punto di vista economico, l'analisi del Piano effettuata con la Valutazione Ambientale Strategica (VAS). Il Rapporto Ambientale predisposto a valle del Rapporto preliminare congiuntamente dal MATTM, MiSE e MIT ai sensi dell'articolo 13, comma 1 del decreto legislativo 152/2006 e messo in consultazione lo scorso 3 agosto 2019 ha evidenziato che i possibili effetti ambientali del PNIEC hanno sostanzialmente un carattere qualitativo in quanto il PNIEC stesso è un *“documento di natura strategica e non scende nel dettaglio delle misure né localizza alcun progetto o intervento specifico sul territorio”*. In particolare, il documento individua tre tipologie di impatto relative agli effetti diretti sulle componenti ambientali, agli effetti indiretti sull'ambiente e agli effetti difficilmente valutabili e riconosce che le azioni e gli obiettivi del PNIEC, complessivamente, hanno un impatto positivo sia sulle politiche di riduzione delle emissioni climalteranti, sia sul raggiungimento dei target della direttiva NEC, contribuendo, quindi al miglioramento della qualità dell'aria con effetti positivi sulla salute umana, sulla flora e sulla fauna, nonché sugli ecosistemi naturali e paesaggistici in generale. La valutazione richiesta dei costi e dei benefici dei Piani Nazionali dovrebbe però trascendere il solo piano ambientale per considerare “olisticamente” gli impatti delle misure e dei cambiamenti previsti su tutti gli ambiti.

Vale la pena di sottolineare, infatti, che tra tali misure rientrano altresì le infrastrutture energetiche, ragione per la quale il considerando n. 38 del Regolamento del Parlamento

¹ Cons. Stato Sez. V Sent., 20/08/2013, n. 4181

Europeo e del Consiglio 2018/1999 sulla *Governance* dell'Unione dell'energia e dell'azione per il clima, ha previsto che *“nello sviluppo di ulteriori interconnessioni, è importante procedere a una valutazione completa dei costi e dei benefici, compresi gli impatti tecnici, socioeconomici e ambientali totali, come richiesto dal regolamento (UE) n. 347/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio e tener conto delle esternalità positive delle interconnessioni, come l'integrazione delle energie rinnovabili, la sicurezza dell'approvvigionamento e l'aumento della concorrenza nel mercato interno.”*Più in generale, come ricorda il considerando n. 34 del suddetto regolamento, *“i piani nazionali integrati per l'energia e il clima dovrebbero essere stabili al fine di garantire la trasparenza e la prevedibilità delle politiche e delle misure nazionali, assicurando in tal modo la certezza degli investimenti”*, tutti elementi che, evidentemente, non possono prescindere da un'adeguata analisi costi-benefici che si auspica possa essere integrata nella versione definitiva del Documento in oggetto.

La *Governance* degli strumenti è fondamentale per garantire la fattibilità tecnica degli interventi previsti, ossia la concreta raggiungibilità di determinati target assicurando nel contempo la sicurezza del sistema ed economicità ovvero rispettando la sostenibilità economica di determinate scelte di politica energetica. La razionalizzazione del PNIEC sul piano della doppia *Governance* è fondamentale per la transizione verso un'economia decarbonizzata sul piano della sicurezza energetica. Gli obiettivi al 2030, infatti, devono essere considerati come una tappa intermedia verso una piena decarbonizzazione entro il 2050. Le fonti convenzionali garantiranno ancora la sicurezza e la continuità della fornitura di energia, anche se è previsto un progressivo calo di fabbisogno di tali fonti convenzionali, sia per la crescita delle rinnovabili che per gli incrementi attesi dell'efficienza energetica. Come pure nel settore dei trasporti, si prevede una progressiva crescita di utilizzo di biocarburanti avanzati, di carburanti alternativi, ivi incluso lo sviluppo dell'elettrificazione della mobilità stradale. Per una piena integrazione delle fonti rinnovabili nel sistema elettrico è fondamentale coniugare lo sviluppo di queste con quello della rete, i cui investimenti nazionali in ottica di smart grid ci pongono come fanalino di coda tra i paesi europei (Francia e Germania investono il 50% in più dell'Italia in rapporto al consumo totale di energia), e dello storage ed aprire il mercato dei servizi di dispacciamento.

Altrettanto fondamentale per la transizione verso un'economia decarbonizzata è il tema dell'economia circolare che costituisce anche una delle risposte per raggiungere gli obiettivi di penetrazione delle fonti rinnovabili nei consumi finali, grazie alla produzione di combustibili alternativi ottenuti da processi di bioraffinazione e utilizzabili ad esempio nel settore dei trasporti, oppure alla generazione di energia elettrica e termica sostenibile ottenuta da bioenergie o dalla valorizzazione dei rifiuti. Il Piano appare carente di una rappresentazione organica del tema dell'economia circolare e del suo ruolo cruciale nella decarbonizzazione e nel raggiungimento dei target europei al 2050. Al fine di favorire uno *shift* verso un modello di sviluppo *low carbon*, sarà necessario definire una strategia sulle iniziative di circolarità nel processo di decarbonizzazione, e operare uno stretto coordinamento tra le misure di attuazione della *Circular Economy* e le misure necessarie per raggiungere gli obiettivi della REDII e del Piano, invece di posticiparle al recepimento del relativo pacchetto di direttive. L'economia circolare deve essere elemento fondante del Piano al fine di declinare la dimensione della ricerca e dell'innovazione indicata dalla Commissione Europea tra i pilastri da adottare e al fine di **garantire una leadership tecnologica dell'Italia evitando che la transizione energetica avvenga con materie prime e tecnologie importate da Paesi extra UE.**

Di seguito, sono riportate alcune osservazioni di sintesi sulle aree di maggior interesse per il sistema industriale, che sono state meglio esplicitate nel documento di risposta di Confindustria alla consultazione pubblica sviluppata dal Ministero dello Sviluppo Economico sui diversi punti del Piano.

2. Osservazioni sugli obiettivi di riduzione di emissioni climalteranti

Come detto in premessa, Confindustria condivide gli obiettivi ed è pronta ad accettare la sfida per la decarbonizzazione dell'economia nazionale in particolare per i settori ETS. Non può comunque esimersi dal ricordare che la sfida deve essere accompagnata da necessari strumenti di difesa per i settori industriali particolarmente esposti a delocalizzazione per effetto degli oneri diretti e indiretti che ne conseguono e da strumenti per l'accompagnamento per i quali "l'elettrificazione dei consumi" che deve essere realizzata in modo efficiente tutelando la competitività del sistema produttivo.

Secondo gli scenari del Piano, nel 2020 l'Italia avrà conseguito importanti risultati di decarbonizzazione, quasi doppi rispetto agli obiettivi europei fissati nell'ambito del Pacchetto 20-20-20 e vicini ai target 2030. I settori ETS avranno conosciuto una decarbonizzazione del 42% (contro un obiettivo del 21%) e i settori ESR/non ETS del 21% (rispetto ad un obiettivo del 13%).

Anche nel 2030 si prevede che il principale contributo alla decarbonizzazione venga fornito dai settori ETS, per i quali lo scenario prevede una riduzione delle emissioni del 55,9% (rispetto al 2005) a fronte di un obiettivo europeo del 43%, stabilito dalla Direttiva ETS. Il Piano giustifica il suddetto differenziale sulla base delle dinamiche economiche ed energetiche tendenziali (crisi dell'economia e riduzioni dei consumi energetici), delle misure da mettere in campo nella produzione di energia elettrica (*phase-out* dal carbone entro il 2025 e l'ulteriore forte accelerazione delle rinnovabili fotovoltaiche) e non da ultimo del progressivo incremento del prezzo della CO₂, proiettato ad oltre i 40 \$/ton nel 2040. Si tratta di obiettivi che vanno oltre il percorso di decarbonizzazione già tracciato, andrebbero quindi effettuati rigorosi approfondimenti, soprattutto in relazione al posizionamento competitivo cui relegherebbero l'Italia nei confronti del resto d'Europa e nei confronti dei Paesi extra europei. Andrebbe a nostro parere considerata la possibilità di una revisione dell'impianto della politica di decarbonizzazione che contempli una ricalibrazione degli sforzi tra i settori ETS e i settori ESR/non-ETS, in modo più equilibrato. Per quanto concerne il *phase out* dal carbone, il raggiungimento dell'obiettivo richiede una forte sinergia tra le reti elettriche e del gas, nonché il coordinamento con le misure previste nel Piano per aumentare l'interconnettività energetica con l'estero. In

particolare, per quanto concerne il *phase out* degli impianti a carbone della Sardegna bisogna porre attenzione sulla circostanza che tale regione non può, allo stato attuale, vedere i propri consumi soddisfatti solo attraverso fonti rinnovabili. E' necessario trovare una soluzione basata su più opzioni tecnologiche ognuna delle quali deve essere implementata sulla base di un'attenta valutazione costi-efficacia. Infatti, senza la realizzazione di interventi aggiuntivi, tra cui ad esempio una nuova interconnessione elettrica, una rete di trasporto gas (anche alimentata da impianti di rigassificazione/depositi di GNL), una capacità di generazione termoelettrica a gas per bilanciare la generazione da fonte rinnovabile non programmabile – in particolare eolica e solare - e una capacità di accumulo per 400 MW, l'accelerazione impressa alla chiusura delle centrali termoelettriche a carbone, metterebbe in ginocchio il già delicato sistema economico dell'isola. In particolare, risulta essenziale per le imprese del territorio dotare la Sardegna della risorsa gas naturale per assicurare continuità, stabilità e sicurezza energetica. L'indisponibilità di questa *commodity* comporta infatti per l'isola un'elevatissima diseconomia energetica ed allontana il processo di decarbonizzazione. Nel contempo il gas, per essere accessibile senza discriminazioni tariffarie sul territorio regionale e soddisfare le esigenze sia produttive che civili, deve essere distribuito attraverso una rete di interconnessione interna facente parte della rete nazionale. Sono inoltre valutate positivamente le proposte di riconversione delle centrali a carbone con biomassa vegetale, preservando il maggior numero di posti di lavoro possibile in tali aree particolarmente depresse.

Si osserva che il PNIEC prevede che, per il raggiungimento del target di riduzione ESR, l'Italia possa avvalersi di eventuali assorbimenti netti di CO₂ realizzati nell'ambito dei cambiamenti d'uso del suolo, fino a una quantità massima pari a 11,5 MtCO₂eq nel periodo 2021-30 (a condizione del rispetto della regola del *no-debit* prevista dal Regolamento LULUCF). Si auspica che il Governo prenda in considerazione in futuro la possibilità di utilizzare crediti da LULUCF per compensare i debiti in altri settori, e rendere quindi meno gravoso per il comparto industriale il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione.

Nell'ambito del sistema ETS nel piano vengono erroneamente indicate quali sussidi alle fonti fossili alcune misure che hanno la funzione di mantenere competitivo un settore

industriale in Italia e in Europa, contenendo allo stesso tempo le emissioni globali. Ciò ha l'obiettivo di evitare il trasferimento delle produzioni in Paesi meno virtuosi dal punto di vista ambientale, dove una medesima produzione avviene con maggiori emissioni. Per lo stesso motivo, considerando la bassa intensità di carbonio dell'industria nazionale, si ritiene preferibile incentivare la produzione industriale nel nostro paese rispetto ai paesi terzi.

3. Osservazioni sulle Politiche per le Fonti Rinnovabili

Lo sviluppo delle fonti rinnovabili svolgerà un ruolo cruciale nelle politiche di decarbonizzazione e gli obiettivi identificati dal Piano sono in linea con gli impegni assunti in sede europea nella revisione della Direttiva relativa allo sviluppo delle energie rinnovabili (RED II). La realizzazione di tali obiettivi dovrà essere perseguita con modalità non discriminatorie sia dal punto di vista tecnologico, che settoriale, che permettano di estendere al settore industriale la partecipazione ad assetti di autoproduzione e/o autoconsumo efficienti e rinnovabili. La crescita delle rinnovabili non può infatti essere slegata dalla crescita industriale e la partecipazione attiva dei consumatori manifatturieri sarà necessaria anche per garantire prezzi competitivi per l'energia. Per questo motivo si rappresenta che i nuovi obiettivi sulle fonti elettriche rinnovabili dovrebbero essere perseguiti in modo tale da attenuare il peso degli incentivi sulla bolletta elettrica. L'evoluzione della capacità da rinnovabili dovrebbe quindi seguire l'evoluzione della curva di costo delle tecnologie verso la *generation/grid parity*, in modo da ridurre la necessità dell'incentivazione, portando più benefici che oneri sulle bollette dei consumatori.

Nel breve termine, le diverse tecnologie dovrebbero partecipare ai regimi di sostegno sulla base di criteri rigorosi, trasparenti e non discriminatori. Ciò implica:

- nel *settore elettrico* la partecipazione alle aste per l'assegnazione degli incentivi dovrebbe essere garantita a tutte le tecnologie, nel rispetto del principio di neutralità tecnologica e nel rispetto delle linee guida europee sugli aiuti di stato in materia di energia e ambiente, superando l'attuale sistema dei contingenti per gruppi tecnologici e, lasciando all'esito delle aste il compito di individuare le opzioni tecnologiche di minimo costo. La previsione contenuta nel PNIEC di esclusione della produzione elettrica da bioenergie (biometano e bioliquidi inclusi) sembra essere non coerente con un principio di piena neutralità tecnologica e comunque non sufficientemente argomentata. Tale discriminazione è ancor più accentuata e ingiustificata se si considera il fondamentale supporto delle bioenergie e l'importanza dei medesimi in termini di "programmabilità energetica". Le FER legate alle bioenergie liquide e solide sono programmabili e l'energia elettrica così prodotta è in grado di adeguarsi velocemente alle variazioni di

potenza energetica fluttuanti nella rete, bilanciando eventuali cali od eccessi nella rete causati dalle fonti non programmabili.

- nel *settore termico* la determinazione del contributo di energia rinnovabile apportato dalle diverse tecnologie tenga in considerazione i consumi di conversione, trasmissione, distribuzione e stoccaggio lungo la filiera dei diversi vettori energetici che alimentano le singole tecnologie.

Nel perseguire tale principio di neutralità tecnologica, tuttavia, si ritiene importante considerare – per un periodo transitorio ed in specie nella prima fase di sviluppo al 2030 – eventuali eccezioni necessarie per rispondere alle specificità delle diverse tecnologie/taglie, al fine di garantire il pieno sfruttamento delle risorse rinnovabili su tutto il territorio nazionale e uno sviluppo più equilibrato del parco nazionale e profili di produzione complementari, anche a beneficio della stabilità della rete.

Visto l'obiettivo sul lungo periodo di arrivare ad una economica carbon neutral a livello europeo, andrebbero valorizzate soluzioni di accumulo (pompaggi, storage elettrochimico, V2G, ecc.) e *sector coupling* fra sistema elettrico e gas (P2G, ecc.) che permettano di stabilizzarne e programmarne la produzione non programmabile, come avviene nel caso della produzione di energia rinnovabile da bioenergie.

La revisione della *Governance* del processo autorizzativo in un'ottica di semplificazione e velocizzazione è fondamentale non solo per ottimizzare la produzione rinnovabile di energia ma anche per realizzare le necessarie infrastrutture di rete, al fine di garantire il raggiungimento degli obiettivi del PNIEC nei tempi previsti. Il Piano intende intervenire positivamente su questo aspetto introducendo procedure autorizzative semplificate per i progetti di rinnovamento, che valutino l'impatto differenziale di questi ultimi rispetto all'impianto esistente. Tuttavia emergono preoccupazioni per il fatto che nessun dettaglio su strumenti e tempistiche è stato esplicitato per l'implementazione di tale orientamento. In linea generale risulta necessario definire con chiarezza il percorso di avvicinamento al target 2030, attraverso misure puntuali, strutturate a livello territoriale nell'intervallo di tempo, e correlate agli effetti macroeconomici sul sistema Paese. La dimensione temporale, infatti, assume una rilevanza cruciale per il raggiungimento efficiente dei target, e per questo motivo risulta importante specificare, anno dopo anno, le misure che

si intendono intraprendere e le risorse per esse necessarie, concentrando in particolar modo l'attenzione sul primo periodo di applicazione (2021-2025). Su questo ultimo punto si ritiene che a fronte della mole di investimenti previsti nel Piano, non siano chiare le coperture economiche e l'allocazione prevista delle risorse.

Riteniamo di significativa rilevanza l'intenzione del Governo di ipotizzare uno sviluppo delle FER supportato da strumenti di mercato non necessariamente gravanti sulla spesa pubblica, come l'adozione di contratti di lungo termine (PPA). In un'ottica di mercato concorrenziale tali configurazioni dovrebbero restare nell'ambito dell'accordo tra soggetti privati, in modo da promuovere i progetti che riescano a garantire sia la giusta remunerazione del produttore di energia, che la convenienza economica del consumatore finale, escludendo forme di acquisti obbligati da parte di soggetti pubblici o privati. Riteniamo in ogni caso opportuno che sia implementata una piattaforma, ad adesione volontaria, che permetta lo scambio di prodotti di lungo termine, per incrementare la liquidità e fornire una price disclosure che dia un segnale di prezzo per la stipula di nuovi PPA. Nella proposta di Piano non è inoltre possibile rintracciare i criteri che indirizzino verso tali contratti ma accogliamo l'interesse da parte del Governo di approfondire fin da ora le regole ed i meccanismi per la disciplina di tali strumenti. La creazione di un ambiente regolatorio idoneo allo sviluppo di tali contratti, garante del principio di neutralità tecnologica, è fondamentale per consentire di attrarre soggetti privati capaci di impegnarsi ad acquistare energia per un periodo pluriennale, lasciando maggiore possibilità di scelta, nonché pluralità di opportunità. Nel periodo di introduzione e sviluppo dei PPA e comunque fino al 2030, il Governo dovrà monitorare la progressione dell'attuazione del target sulle FER in modo da intervenire - mediante il ricorso a strumenti competitivi - se necessario per limitare i rischi di deviazioni dal Piano stesso.

Si ritiene altresì necessario promuovere le iniziative di *revamping* e *repowering* in grado di valorizzare siti già oggetto di investimenti in passato e consentire interventi che permettano di sfruttare nel migliore dei modi i siti ove è maggiormente disponibile la risorsa rinnovabile, minimizzando al contempo l'impatto ambientale delle installazioni e l'occupazione di suolo. Tali interventi dovranno essere facilitati attraverso il superamento

di misure vincolanti allo sviluppo di tali iniziative, quali il c.d. “spalma-incentivi volontario”, e un’ulteriore effettiva semplificazione autorizzativa. Ad esempio, gli interventi effettuati nel rispetto di specifici requisiti tecnologici e di riduzione degli impatti ambientali e sociali, dovrebbero poter essere autorizzati tramite Procedura Abilitativa Semplificata (PAS) o Comunicazione di Inizio Lavori e prevedendone l’esclusione da Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) e screening VIA. Posta l’importanza, nel raggiungimento dei *target*, non solo dello sviluppo di nuove iniziative, ma anche del mantenimento in condizioni sempre più efficienti di esercizio degli impianti esistenti, si ritiene che il sostegno del *repowering* e del rifacimento degli impianti debbano essere uno degli elementi cardine del Piano, con specifiche previsioni per tutte le fonti. Una attenzione particolare dovrà essere posta sul *repowering* delle fonti per le quali il Piano non sembra prevedere un significativo sviluppo nel breve termine (es bioenergie e idroelettrico) ma che vantano oggi un parco impianti di fondamentale importanza. A tal proposito andrebbero salvaguardati - mediante la conservazione e il *repowering* della propria capacità produttiva installata, anche in vista della prossima scadenza del sistema incentivante - quegli impianti di produzione di energia rinnovabile che, oltre a generare energia elettrica per la trasmissione in rete, utilizzano i sottoprodotti della lavorazione industriale per la generazione di energia all’interno del proprio ciclo produttivo in assetto cogenerativo, in linea con il principio di economia circolare e contribuendo in modo significativo al raggiungimento degli obiettivi europei in tema di risparmio energetico..

Per quanto concerne le nuove realizzazioni, la responsabilizzazione degli enti territoriali a partire dalle Regioni può facilitare la crescita dei contingenti rinnovabili ma allo stesso tempo non deve ingessare la libertà di impresa. Particolare attenzione deve essere posta in relazione all’*individuazione delle aree adatte alla realizzazione degli impianti* da utilizzare a supporto della definizione del *burden sharing* regionale. Riconosciamo il *burden sharing* regionale come uno strumento necessario per l’attuazione concreta del potenziale delle FER, ma riteniamo che l’individuazione delle aree idonee/non idonee debba essere fatta evitando di ritardare o limitare la diffusione delle FER. Il censimento e la classificazione dei suoli sono strumenti la cui definizione rischia di richiedere diversi anni prima della sua attuazione, vanificando così il raggiungimento dei *target* nei tempi prestabiliti. In tal senso si propone dunque di superare gli ostacoli oggi esistenti per le

installazioni in aree agricole, non applicando ad esempio le attuali restrizioni sull'accesso agli incentivi per impianti FV con moduli collocati su aree agricole (L. 27/2012) nel caso in cui le installazioni interessino aree che, sebbene classificate come "agricole" dalla pianificazione urbanistica locale, risultino incolte, improduttive o abbandonate (prevedendo limiti temporali ad esempio di almeno 3 anni), al fine di non impedire l'uso virtuoso a scopi energetici di aree non utilizzate o dismesse/degradate (es. ex discariche, cave dismesse, etc). In generale, sempre con riferimento agli impianti rinnovabili, si potrebbero definire iter autorizzativi più semplici per le installazioni localizzate all'interno/in prossimità di aree industriali/artigianali/commerciali, realizzate su discariche/cave/miniere esaurite, aree industriali dismesse o parzialmente dismesse, aree demilitarizzate o appartenenti al demanio pubblico e non utilizzate, realizzate su terreni agricoli incolti, improduttivi o abbandonati (prevedendo limiti temporali ad esempio di almeno 3 anni) o su aree agricole escluse dalle aree classificate non idonee dalle pianificazioni regionali.

Bisogna inoltre tener conto, non solo del potenziale di disponibilità delle risorse primarie rinnovabili, ma anche della dislocazione della domanda, degli eventuali vincoli di rete nonché del potenziale di sviluppo della rete stessa. In tal proposito potrebbero essere soggette ad un iter amministrativo semplificato anche le installazioni green collegate ad una unità di consumo e/o integrati con sistemi di accumulo.

Laddove la tecnologia lo renda possibile, una ottimale localizzazione territoriale degli impianti sarà fondamentale per evitare l'insorgere di criticità nella rete (ossia di vincoli di congestione che si tradurrebbero in costi) e produrre virtuose integrazioni di produzione e consumo, ivi incluse le *renewable energy community* (REC) attraverso sistemi di simbiosi col tessuto manifatturiero. Si segnala inoltre la necessità di un'adeguata valutazione del potenziale di tutte le risorse rinnovabili anche considerando la diffusione di pratiche agricole avanzate ispirate a criteri di economia circolare e uso sostenibile del terreno agricolo. Nel documento in particolare manca una valutazione rigorosa del potenziale tecnico-economico produttivo di biometano del Paese, secondo le diverse filiere tecnologiche e secondo le diverse matrici organiche. Anche logiche di sviluppo del

potenziale del teleriscaldamento possono essere utili ad attivare filiere industriali collegando la generazione energetica a logiche di economia circolare e di *end of waste*.

Infine, particolarmente rilevante è l'attuazione dell'analisi di impatto regolatorio nel settore dei trasporti, per il quale è prevista una penetrazione delle fonti rinnovabili del 21,6%, superando ampiamente i vincoli della RED II ed affidando un ruolo centrale ai biocarburanti avanzati, incluso il biometano, e all'energia elettrica rinnovabile nella mobilità. L'elevato livello delle ambizioni deve essere correlato alla effettiva sostenibilità sul piano tecnico-economico, valutando per evitare di sovrastimare le effettive potenzialità del settore.

Viene in particolare previsto un contributo dei biocarburanti pari al 14,4% del totale (in termini reali equivalente a 2.337 ktep – 8,5% del totale²) a cui si aggiunge un contributo previsto del 7,2% dalla quota rinnovabile dell'energia elettrica impiegata su strada e su rotaia (in termini reali pari a 693 ktep – 2,5% del totale¹). Secondo le previsioni i prodotti petroliferi, seppure caratterizzati da una domanda in contrazione al 2030, rappresenteranno il 31% del totale del fabbisogno energetico nazionale, in particolare nei settori trasporti e petrolchimico. Il settore della raffinazione potrà contribuire positivamente alla transizione verso un'economia verde potendo contare su un alto grado di specializzazione, processi produttivi e prodotti finiti all'avanguardia e un continuo impegno in termini di ricerca e sviluppo, che ne determineranno nel prossimo decennio una profonda trasformazione. Oltre alle bioraffinerie, già operative, le raffinerie dovranno evolvere verso un assetto industriale in grado di processare materie prime a basso contenuto di carbonio, di produrre idrogeno rinnovabile e di sintetizzare *fuel* decarbonizzati con nuovi processi produttivi.

Il Piano italiano dovrebbe essere coerente con i livelli medi di ambizione adottati per la mobilità negli altri Paesi europei per evitare di compromettere la competitività dell'Italia in Europa e di penalizzare in particolare la filiera automotive nazionale che assicura milioni di posti di lavoro e larghe percentuali di Prodotto Interno Lordo. Lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore, comporterà necessariamente a livello nazionale un particolare

² La metodologia di calcolo europea dell'energia rinnovabile nei trasporti prevede un conteggio differenziato in funzione della tipologia di vettore e feedstock. In particolare è previsto un double counting per i biocarburanti avanzati e un multiple counting per l'energia elettrica (4) su strada e (1,5) su rotaia.

contributo del trasporto su gomma, sia attraverso la promozione di una crescita sempre maggiore della componente elettrica (associata all'aumento della quota di rinnovabili nella produzione), che valorizzando l'utilizzo dei biocarburanti avanzati, biometano, bio GNL e Green GPL. In un'ottica più generale di decarbonizzazione del mix energetico dei trasporti, si auspica l'adozione di criteri di neutralità tecnologica che siano inclusivi di tutti gli elementi di costi-benefici al fine di garantire una promozione a condizioni di mercato delle migliori tecnologie alternative in termini di costi-efficacia. Sul tema occorre considerare che le materie prime *advanced* alternative alla prima generazione di biocarburanti non saranno ampiamente disponibili in tempi brevi per motivi legati allo sviluppo della filiera industriale, sul quale gli operatori sono attualmente impegnati in termini di ricerca e sviluppo. In tale prospettiva, risulterebbe opportuno definire un percorso flessibile e graduale di *phase-out* dalla prima generazione, legato al grado di sviluppo di una filiera *advanced* con possibilità di rivedere il *target* nazionale nei prossimi anni. E' inoltre opportuno fin da ora che il Piano qualifichi l'utilizzo di tutti i combustibili alternativi elencati nella RED II come idonei a contribuire al raggiungimento dei diversi target. In particolare andrebbero inclusi tra i combustibili alternativi:

- Biofuels e biogas derivanti da materie prime diverse da quelle dell'allegato IX e non in competizione con *food e feed*;
- Carburanti rinnovabili liquidi e gassosi di origine non biologica per il trasporto;
- Carburanti derivanti da carbonio riciclato.

Per i biocarburanti prodotti da olio alimentare esausto e da grassi animali è previsto un limite massimo pari all'1,7% del contenuto energetico dei carburanti destinati al trasporto. Sarebbe importante considerare la possibilità di prevedere deroghe al suddetto *cap*, oltre che per gli oli vegetali esausti – come previsto nel Piano – anche per i grassi animali, caratterizzati da una filiera di produzione, raccolta e trattamento tutta italiana, e da una elevata tracciabilità per ragioni sanitarie. Proprio in questo ambito si ritiene essenziale riservare uno spazio decisamente maggiore all'Economia Circolare, stante che molte delle materie prime alla base della produzione di biocarburanti avanzati derivano dal riciclo dei rifiuti. Al fine di favorire uno *shift* verso un modello di sviluppo *low carbon*, sarà necessario definire una strategia sulle iniziative di circolarità nel processo di decarbonizzazione di pari passo con il PNIEC, attraverso normative nazionali che

agevolino e semplifichino la gestione di queste materie. Si tratta, infatti, di adottare un approccio sinergico anche attraverso politiche di incentivazione per la produzione dei carburanti alternativi *low carbon* che derivano dal trattamento dei rifiuti ai fini del raggiungimento degli obiettivi previsti dalla RED II, resi ancora più ambiziosi dal PNIEC.

Va inoltre considerato che, per lo sviluppo e l'incremento delle tecnologie necessarie alla realizzazione degli obiettivi sulle fonti rinnovabili quali batterie, veicoli elettrici, turbine eoliche, pannelli solari etc, si prevede un notevole incremento della domanda di materie prime strategiche per l'economia nazionale nel prossimo futuro. Riteniamo che l'implementazione di tali obiettivi debba essere perseguita garantendo un approvvigionamento sostenibile e sicuro delle materie prime necessarie alla transizione verso un'economia a basse emissioni, mantenendo la leadership dell'Italia in materia di economia circolare, attraverso il sostegno alle attività di recupero e riciclo dei materiali.

Per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione nella mobilità, un contributo rilevante sarà fornito dall'utilizzo del vettore elettrico. Nello specifico, la quota di energia elettrica rinnovabile prevista nel trasporto stradale corrisponde 379 kTep (4,4 TWh), portando a stimare un consumo complessivo della mobilità elettrificata pari a 7,9 TWh (considerando un futuro consumo interno lordo di elettricità rinnovabile FER-E del 55,6%). Per raggiungere un tale livello il Governo ha alzato l'asticella di ambizione rispetto della SEN 2017, prevedendo rispetto all'attuale situazione un progressivo incremento, anno su anno, di nuove immatricolazioni di veicoli elettrificati puri, fino ad un cumulo di 1,6 milioni al 2030, a cui si aggiunge il contributo delle auto ibride, pari a 4,4 milioni cumulate al 2030. Si sottolinea in tale prospettiva che, considerati i target di riduzione della CO_2 al 2025 e 2030 imposti ai costruttori di autoveicoli, è verosimile una suddivisione di mercato tra BEV e PHEV inversa rispetto a quella prospettata nella bozza del PNIEC. La progressiva diffusione dei veicoli elettrici necessiterà di interventi di sviluppo infrastrutturale capillari sul territorio nazionale sia prevedendo l'installazione di circa 600.000 punti di ricarica pubblici nel 2030, sia supportando la diffusione delle infrastrutture da parte di privati ed imprese. L'incremento di utilizzo del vettore elettrico nei trasporti, infatti, può e deve contribuire all'aumento della quota rinnovabile nel settore, anche in considerazione del fatto che le FER hanno rappresentato nel 2017 il

34,1% del consumo interno lordo di elettricità e che si prevedono forti incrementi al 2030 per il raggiungimento dei target previsti dal PNIEC. Ciò porterà inoltre allo sviluppo di punti di ricarica intelligenti, in grado di fornire un importante contributo anche in termini di integrazione nel sistema elettrico delle fonti rinnovabili. La gestione intelligente delle ricariche (*smart charging*) permette infatti di mitigare gli effetti della non programmabilità e dell'intermittenza tipiche della produzione elettrica da fonti rinnovabili utilizzando i veicoli elettrificati in qualità di sistemi di accumulo diffusi (*Vehicle Grid Integration*). Oltre al trasporto su strada e su rotaia, anche il settore navale, mediante l'elettrificazione dei porti (c.d. *cold ironing*), potrà contribuire ad un incremento della quota rinnovabile e ad un miglioramento della qualità dell'aria nelle città interessate.

Si ritengono inoltre importanti anche le previsioni del Piano per quel che concerne il contributo dell'idrogeno nel target FER-Trasporti (circa 1%), attraverso l'uso diretto in auto, autobus e treni (per alcune tratte non elettrificate) o attraverso l'immissione nella rete del metano anche per uso trasporti. Più in generale sull'idrogeno, manca una prospettiva chiara e integrata del ruolo che questo vettore potrebbe assumere non solo sul campo dei trasporti ma più in generale in termini di sviluppo di tecnologie e settori di consumo che possono utilizzare questo vettore energetico. Poiché lo sviluppo di Green Hydrogen e Blue Hydrogen può essere una prospettiva rilevante sul piano delle politiche di decarbonizzazione è necessario sviluppare rapidamente una visione strategica integrata sulle possibili direttrici di utilizzo.

In conclusione, la diffusione delle fonti rinnovabili nei trasporti e, più in generale, della mobilità a basse emissioni, richiede l'introduzione di ulteriori strumenti di carattere normativo al fine di semplificare, snellire ed uniformare su tutto il territorio le procedure burocratiche/autorizzative ed il sistema di tassazione per l'infrastrutturazione dei diversi vettori energetici, così da attuare al meglio il piano d'azione per l'implementazione della DAFI presentato dalla Commissione Europea. In generale, i benefici ambientali delle diverse opzioni tecnologiche per una mobilità sostenibile andrebbero misurati con un criterio che tenga conto delle emissioni nell'intero ciclo di vita dei vettori energetici e dei veicoli che li utilizzano.

4. Osservazione sulle politiche per il Mercato Elettrico

Nel mercato elettrico siamo di fronte ad un cambio radicale del paradigma di funzionamento che sarà introdotto con il nuovo *Clean Energy Package* a partire dal primo gennaio 2021 motivo per cui il PNIEC vi riserva una trattazione rilevante.

Gli impianti di produzione da fonti rinnovabili dovranno essere integrati non solo nei mercati dell'energia, ma anche nel mercato dei servizi di dispacciamento e quindi essere sottoposti alla regolazione del mercato in un'ottica *level playing field* in ottemperanza alle linee di indirizzo europee: pari opportunità di accesso ai mercati (partecipazione a Mercato dei Servizi di Dispacciamento, MSD) a parità di condizioni di fornitura dei servizi e pari condivisione degli oneri (pagamento degli sbilanciamenti).

La nuova struttura del mercato, fortemente incentrata su un nuovo modello di generazione distribuita e nuovi attori, quali i *prosumer*, destinati ad avere un ruolo sempre più rilevante, rappresenta una sfida cruciale sul piano della nuova *Governance* dei meccanismi di regolamentazione e di organizzazione del mercato.

Il nuovo assetto organizzativo del mercato, sommariamente trattato nel PNIEC, sarà di fondamentale importanza per uno sviluppo efficiente della produzione rinnovabile, l'efficienza nei consumi e la sicurezza del sistema.

Con riferimento al tema della sicurezza assume un ruolo rilevante lo sviluppo di una adeguata dotazione infrastrutturale per il sistema di trasmissione e distribuzione dell'elettricità e richiede una revisione dell'assetto regolatorio per garantire adeguati standard di sicurezza, adeguatezza, flessibilità e resilienza del sistema elettrico. Tale revisione dovrà svilupparsi in un'ottica di neutralità tecnologica e partecipazione di tutte le risorse, inclusi fonti rinnovabili, *demand-response* e *storage*. In tale ambito, il meccanismo del *capacity market* (*partito a novembre con le prime aste*), come riportato nel PNIEC stesso, è ritenuto necessario per assicurare l'adeguatezza del sistema e permettere il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione e phase-out del carbone.

Anche per quanto riguarda le infrastrutture elettriche è d'obbligo il richiamo ad una *Governance* dei processi autorizzativi. Per agevolare comunque le misure previste nel Piano si rende fondamentale - a monte - individuare strumenti di semplificazione per accelerare gli iter autorizzativi necessari per realizzare le infrastrutture necessarie. Attualmente i tempi medi per l'approvazione del piano decennale di Terna sono di 3 anni. Le criticità legate a tali tempistiche di approvazione del Piano, non sono compatibili con l'evoluzione sempre più rapida del sistema elettrico e delle esigenze di sviluppo della rete. L'impatto del ritardo nell'approvazione del Piano è ancor più rilevante dal momento che l'inserimento di un'opera all'interno di un Piano di sviluppo approvato diventa condizione per l'avvio in autorizzazione. Mancano inoltre gli strumenti di semplificazione da mettere in campo per realizzare gli impianti. Al fine favorire la realizzazione di nuova capacità, è prevista dal Piano la semplificazione e velocizzazione delle procedure autorizzative per l'esecuzione delle opere, rafforzando la consultazione e l'informazione degli *stakeholders*, nonché la sensibilizzazione delle popolazioni locali. Tale previsione appare pienamente condivisibile.

Per quanto riguarda le infrastrutture di rete di distribuzione elettrica, si evidenzia la necessità di assicurare la flessibilità e resilienza del sistema tramite interventi di sviluppo da pianificare considerando, sia l'opzione di potenziamento dell'infrastruttura sia quella della sua digitalizzazione e flessibilizzazione in ottica *smart grid*. Si condivide quanto presente nel Piano circa il coinvolgimento del DSO nella gestione delle risorse distribuite garantendo sul piano funzionale la neutralità del servizio di distribuzione. In tal senso, si evidenzia che conseguentemente all'incremento atteso delle risorse distribuite, i DSO saranno chiamati a gestire reti attive/smart molto più complesse di quelle attuali, dovendo comunque garantire gli standard prescritti di sicurezza e qualità del servizio a tutti gli utenti connessi.

Per quanto riguarda lo sviluppo del Piano occorre innanzitutto sottolineare come sia necessario far partecipare tutti gli *stakeholder* alle nuove misure previste per il raggiungimento degli obiettivi nazionali. Bisogna rimuovere eventuali barriere che potrebbero limitare l'accesso del settore industriale, il quale invece è soggetto attivo tanto nel piano di sviluppo delle FER al 2030, tanto nello sviluppo delle Renewable e

Citizen Energy Community , e in generale nel funzionamento del meccanismo di mercato.

Fatta tale premessa Confindustria ritiene importante stabilire come si intende dare attuazione alle misure previste per l'evoluzione del mercato elettrico all'ingrosso e al dettaglio e lo sviluppo delle fonti rinnovabili. In questo senso è necessaria una maggiore riflessione sulla sostenibilità economica del Piano attraverso una corretta e approfondita valutazione dell'impatto sociale ed economico e la ripartizione dei costi e dei benefici delle misure previste.

Stante la centralità, nel Piano, del tema della partecipazione attiva della Domanda Confindustria sottolinea l'importanza dell'istituto dell'interrompibilità, quale forma di *demand-response*, come strumento per la sicurezza del sistema. Come tale non si ritiene ipotizzabile una sua eliminazione nella fase attuale. Di pari passo dovrà essere completata la sperimentazione delle Unità Virtuali Abilitate Miste (UVAM) tramite i progetti pilota di Terna, per conseguire la piena partecipazione di tutte le unità di consumo al mercato dei servizi di dispacciamento.

Inoltre, accogliamo con favore la recente iniziativa dell'Autorità per la Regolazione di energia Reti e Ambiente (ARERA), che, con il documento di consultazione n°322 del 23 luglio, ha avviato il processo di revisione complessiva della regolazione dell'attività di dispacciamento, al fine di garantire il mantenimento in condizioni di sicurezza ed efficienza del sistema elettrico in un contesto in rapida e continua evoluzione, permettendo la partecipazione attiva e la fornitura delle risorse necessarie al bilanciamento della rete a tutti i potenziali soggetti che saranno in grado. Apprezziamo che le proposte dell'ARERA riguardino anche la revisione del sistema di gestione degli sbilanciamenti, verso una valorizzazione che possa esprimere il valore temporale e spaziale dell'energia, evitando penalizzazioni e distorsioni nella formazione dei prezzi, che dovranno essere aderenti ai costi effettivamente indotti sul sistema. Apprezziamo la volontà dell'ARERA di sviluppare un mercato dei servizi di dispacciamento che fornisca segnali di mercato più intellegibili agli operatori, affinché questi possano valutare opportunità di investimento e di business e costruire le basi a tutto vantaggio di un

funzionamento più efficiente del mercato e del sistema elettrici. Quello di monitorare con un maggior dettaglio e con più frequenza l'accountability dei singoli servizi richiesti dal TSO - ed in futuro dai DSO - è un passaggio fondamentale per stimolare investimenti nelle nuove tecnologie di impianti a fonte rinnovabile, di accumulo e di *demand response*.

Si concorda con quanto riportato nella bozza di Piano Energia e Clima in relazione all'obiettivo di *phase out* del carbone al 2025 ed in considerazione dell'importanza anche territoriale e sociale di questo cambiamento, il Governo e il MiSE in particolare intendono aprire un confronto sia con gli operatori interessati sia con le organizzazioni dei lavoratori e i rappresentanti degli enti territoriali e locali, valutando anche possibili riconversioni dei siti sempre per finalità energetiche e connesse attività di accompagnamento.

Per incrementare la sicurezza energetica, si sta puntando molto sullo sviluppo dello *storage* elettrochimico, sull'incremento dell'utilizzo degli impianti di pompaggio esistenti e sviluppo di nuovi impianti di pompaggio per almeno 3GW entro il 2030.

Per quanto riguarda i sistemi di accumulo, il Piano deve essere in linea con le disposizioni normative del *Clean Energy Package* che limita la possibilità per i TSO/DSO di gestire e sviluppare direttamente sistemi di accumulo ai soli casi di fallimento di mercato (stesso principio applicabile anche all'approvvigionamento di altre risorse necessarie a fornire servizi ausiliari).

Per quanto riguarda invece i pompaggi, sarà fondamentale garantire la reale concorrenzialità e la trasparenza delle procedure con cui saranno sviluppate le nuove concessioni.

Con riferimento al tema delle renewable e citizens energy community, Confindustria ritiene importante che la *Governance* delle debba essere estesa anche al sistema industriale in virtù del contributo importante che l'autoproduzione può dare al raggiungimento degli sfidanti obiettivi sulle fonti rinnovabili. E' fondamentale l'apporto del settore industriale non solo in termini di raggiungimento degli obiettivi nazionali ma anche di sviluppo del Sistema paese. La comunità energetica non deve essere vista solo dal lato della generazione ma anche dal lato del carico. In questa direzione appare

importante, insieme alla tutela dei sistemi di autoproduzione esistenti, la creazione di sistemi ibridi in ambito industriale, all'interno dei quali la generazione distribuita rinnovabile potrà essere affiancata ai sistemi di autoproduzione cogenerativa ad alto rendimento per ottenere il duplice obiettivo di incrementare la quota nazionale di energia verde ed evitare squilibri localizzati sulla rete elettrica con ciò favorendo anche quei processi che, per propria natura, consumano elevate quantità di calore, anche ad alta temperatura.

Per quanto riguarda il ruolo dell'autoconsumo per la competitività del sistema, il nuovo quadro normativo dovrebbe perseguire gli obiettivi di sostenibilità ambientale, il mantenimento dell'efficienza delle reti, la garanzia dei diritti dei consumatori. Più in particolare sarà opportuno:

- individuare in maniera univoca le configurazioni ammissibili e prevedere armonizzazione di regole e adempimenti a cui sono sottoposte.
- Favorire unicamente la realizzazione di tecnologie rinnovabili e CAR (in analogia ai SEU), garantendo regimi di sostegno razionali in termini di costi-efficacia che riflettano le esternalità ambientali.
- Evitare inefficiente duplicazione della rete: realizzazione di reti private (es. SDC, autoconsumo esteso) solo a seguito di analisi costi-benefici che ne dimostri la convenienza rispetto alla rete del distributore. Soluzioni di natura commerciale possono consentire adeguato sviluppo delle fonti rinnovabili, preservando diritti dei consumatori e sicurezza del sistema elettrico.
- Tutelare i diritti dei consumatori in termini di qualità tecnica del servizio (es. durata e numero interruzioni) e qualità commerciale (es. diritto di cambiare il fornitore di energia elettrica), garantendo ai clienti in configurazioni in autoconsumo le medesime condizioni dei clienti connessi alla rete del distributore.
- In linea con quanto proposto nel PNIEC, può essere opportuno attuare una revisione del meccanismo dello scambio sul posto in modo tale da incentivare l'installazione di dispositivi di accumulo. Oggi lo scambio sul posto fornisce una linea di revenues che rende conveniente l'installazione di un impianto fotovoltaico in autoconsumo senza invogliare i consumatori a dotarsi di storage domestici, tuttora molto costosi. Tuttavia,

lo storage - anche di piccola taglia - presenta vantaggi rilevanti per incrementare la produzione da fonti rinnovabili e al contempo mantenere l'equilibrio della rete

Infine con riferimento al completamento della liberalizzazione dei mercati al dettaglio, è importante che il Piano definisca già ora gli interventi necessari a promuovere la scelta consapevole del consumatore e il buon funzionamento del mercato. In quest'ottica, è fondamentale un processo che preveda già determinate misure:

- previsione di un Albo Venditori, che abiliti all'esercizio dell'attività di vendita esclusivamente operatori dotati di adeguati requisiti finanziari, tecnici e reputazionali in un mercato che invece oggi è caratterizzato da più di 400 venditori sul mercato gas e oltre 600 in quello elettrico. In particolare per il settore elettrico si auspica la rapida istituzione dell'Elenco venditori, previsto dalla L. n.124/2017 (art. 1, commi 80-81),
- valorizzazione della PLACET come strumento per il passaggio al mercato libero e per una maggiore consapevolezza del cliente finale,
- revisione del bonus energia a sostegno dei consumatori vulnerabili,
- avvio di un'adeguata campagna informativa, anche istituzionale, a beneficio dei clienti.

5. Osservazioni sulle politiche per l'efficienza energetica

Come noto, la sfida per perseguire gli obiettivi nazionali derivanti dalle politiche energetiche ed ambientali dell'Unione Europea, richiede uno sforzo importante in termini di evoluzione tecnologica, ed è quindi necessario porre l'accento sulla crescita economica sostenibile.

Con specifico riferimento all'Efficienza Energetica si sottolinea, inoltre, come gli obiettivi previsti nella nuova Direttiva appaiano oltremodo ambiziosi e dèstino non poche preoccupazioni in relazione al loro effettivo raggiungimento. In linea generale, secondo Confindustria, occorre un maggior coordinamento tra le diverse tecnologie, le diverse materie prime, le misure previste e gli strumenti.

L'efficienza energetica svolge un ruolo fondamentale per promuovere e sostenere lo sviluppo di un'economia a bassa intensità di carbonio, favorendo e ottimizzando l'utilizzo dei vettori energetici nei diversi settori di consumo. Tuttavia si ritiene necessario superare un approccio che faccia leva su singole applicazioni tecnologiche ma occorre perseguire uno sforzo sistemico di applicazione combinata di più tecnologie a consentire il raggiungimento dei risultati prefissati (in termini di minori consumi di energia), che devono poter essere distinti dai casi in cui la riduzione del consumo avviene per effetto di una riduzione del livello di attività.

Nonostante l'Italia parta già da un livello di intensità energetica inferiore alla media UE, grazie ai risultati significativi ottenuti in termini di riduzione dei consumi negli ultimi anni, soprattutto nel settore dell'industria, permane un potenziale altissimo di risparmio energetico in particolare nel settore civile, residenziale e terziario. Infatti il patrimonio edilizio è noto per essere energivoro ed obsoleto con un tasso di riqualificazione energetica inferiore all'1% annuo. A questo proposito andrebbe ricercata una maggiore incisività per la riqualificazione energetica degli immobili della Pubblica Amministrazione attraverso la definizione di una roadmap che coinvolga tutte le categorie di edifici e non solo, come attualmente previsto, la Pubblica Amministrazione centrale che rappresenta una quota ridotta e poco rilevante dello stock edilizio. Sarebbe infatti auspicabile il raggiungimento dell'obiettivo del 3% annuo di ristrutturazione degli edifici per tutti i livelli della PA, come peraltro già suggerito da Confindustria in altre occasioni.

Un altro importante contributo per il raggiungimento degli sfidanti target europei verrà dalla digitalizzazione delle reti. La nuova generazione di contatori renderà infatti il consumatore più consapevole del proprio modo di consumare, abilitandone un ruolo attivo sul fronte dell'efficienza.

Nel settore dell'Efficienza il PNIEC riconosce il contributo che la tecnologia delle pompe di calore (e parimenti dei sistemi ibridi che integrano con una logica di funzionamento "intelligente" pompe di calore e caldaie a condensazione) può dare a un sistema energetico rinnovabile, efficiente ed intelligente. Si vuole tuttavia sottolineare l'importanza dello sviluppo delle pompe di calore non solo in ambito edilizio/civile, ma anche nel settore industriale attraverso pompe di calore di grande taglia che sfruttino ad esempio i fumi esausti del processo industriale stesso in ottica di simbiosi industriale,

decarbonizzazione ed efficientamento dei processi stessi. Al fine di favorire la diffusione di tale tecnologia, secondo gli obiettivi previsti dal PNIEC al 2030, sarà necessario programmare mirate attività di sostegno quali: piena attuazione della riforma tariffaria per il settore domestico, rafforzamento e conferma nel tempo delle detrazioni fiscali attualmente previste riducendo a cinque le rate annuali attese con rata iniziale pari al valore dell'IVA, semplificando/miglioramento per l'accesso al Conto termico e ai TEE.

Sempre in ambito industriale un ruolo chiave è giocato dalla cogenerazione (Combined Heat&Power – CHP) cioè la produzione combinata, in un unico processo, di energia elettrica - o meccanica - e calore: tale modalità di produzione consente un notevole risparmio di energia primaria. La produzione combinata di elettricità e calore rappresenta il metodo più efficiente (> 90% di efficienza raggiunta) rispetto alla produzione separata degli stessi vettori energetici. I sistemi cogenerativi sono, inoltre, generalmente installati nelle vicinanze delle utenze termiche (civili o industriali), permettendo di ridurre le perdite di trasmissione e distribuzione del calore. Gli impianti cogenerativi sono particolarmente adatti per la generazione distribuita, i sistemi di distribuzione chiusi, e le nuove Comunità Energetiche per autoconsumo e fornitura di energia a più utenze così come in definizione nel nuovo assetto normativo europeo.

In particolare sarà opportuno regolamentare in via sperimentale ed evitando un'inefficiente duplicazione della rete, la realizzazione di nuovi sistemi in autoconsumo anche nella configurazione “*uno a molti*” (compresi gli SDC) e di nuove comunità energetiche locali purché si assicurino una completa integrazione di tutte le risorse distribuite nei meccanismi di mercato (bilanciamento, partecipazione ai costi di sistema) e il mantenimento dei medesimi diritti dei clienti compresi al loro interno (es. qualità fornitura, possibilità di switching fornitore, uscita dalla configurazione, etc).

Il potenziale economico da Cogenerazione ad Alto Rendimento che viene riportato nel documento, pari a zero nel settore residenziale, è frutto di un'analisi costi benefici condotta nel 2015 dal GSE che si basava sulle regole di mercato attuali (SEU), che non prevede ad esempio la possibilità per un produttore dotato di impianto di micro-cogenerazione di cedere l'energia elettrica ad un utente condomino. Un mutamento delle

regole secondo gli intendimenti espressi dal PNEC potrebbe portare ad un netto miglioramento delle *performance* economiche dei progetti CAR nel settore residenziale in ragione di un presumibile aumento delle ore di funzionamento degli impianti, e ad un conseguente innalzamento del potenziale mercato a disposizione di questa tecnologia.

Nel settore del riscaldamento un ruolo importante è svolto dagli impianti ad alto rendimento alimentati a gas, insieme alle pompe di calore elettriche. La rete infrastrutturale esistente garantisce che – nella complementarità tra gas naturale e GPL – vengano coperte tutte le aree del nostro territorio. Pertanto si ritiene che non si possa prescindere da tale aspetto e dal forte contributo che i due combustibili gassosi forniscono anche in termini di riduzione delle emissioni sia di CO₂, rispetto ad altri combustibili tradizionali liquidi, sia di polveri sottili e di altre sostanze rispetto ai combustibili solidi.

È altresì importante tenere conto della possibilità di alimentare la rete di distribuzione del gas oggi esistente con miscele contenenti vettori energetici alternativi, quali idrogeno e biometano, consentendo in tal modo un importante incremento della componente rinnovabile ed una riduzione dei consumi di combustibili fossili nel settore civile.

Infine, in caso di revisione degli incentivi all'acquisto degli impianti ad uso domestico alimentati a biomassa legnosa dovrebbe essere attentamente contemplata la sola sostituzione di apparecchi vetusti con apparecchi a biomassa a più alto rendimento, nel rispetto dei limiti di emissione di particolato in atmosfera e sulla base dei requisiti eco-design e delle classi di efficienza energetica di prodotto. In caso di presenza di più sistemi di riscaldamento in un'unità abitativa, dovrebbero essere previste regolamentazioni che facciano riferimento ai requisiti ambientali complessivi di sistema e la previsione di appositi controlli di manutenzione e di efficienza, con cadenza almeno annuale, su tutto il parco installato nell'ambito di un progressivo rinnovo degli impianti oggi in essere.

Per quanto riguarda i meccanismi a supporto dell'efficienza, particolare attenzione dovrà essere rivolta al disegno di dettaglio delle proposte per assicurarne stabilità e prevedibilità nel tempo, semplicità di accesso ed efficienza. In questo contesto appare importante rafforzare l'impegno finora messo in campo, anche riorganizzando il sistema

degli incentivi onde evitare che la concorrenza e sovrapposizione tra i diversi meccanismi di incentivazione sia di ostacolo all'efficienza energetica. A tal fine è prioritario dare stabilità al meccanismo dei Certificati bianchi che si conferma essere un'esperienza di successo anche se ancora oggi è gravato da incertezze e sfiducia da parte degli operatori a causa di una scarsa chiarezza nelle regole applicative e tempi non certi dei provvedimenti. In merito all'ipotesi di revisione del meccanismo dei Certificati Bianchi, al fine di risolvere le attuali criticità che vedono un mercato strutturalmente carente dal lato dell'offerta con prezzi superiori al valore del contributo riconosciuto ai distributori, si evidenzia l'urgenza di azioni immediate mirate a non compromettere la sostenibilità del sistema. In merito all'allargamento della platea dei soggetti obbligati si ritiene che, tale ipotesi debba essere oggetto di un'attenta analisi costi-benefici al fine di valutarne e gli impatti per il sistema. Parimenti è opportuno procedere alla stabilizzazione dell'Ecobonus che paga la sua natura "precaria", soggetta a proroghe annuali che non consentono un'adeguata programmazione degli investimenti, ma che mostra elevate potenzialità per uno dei settori che si trova maggiormente a dover investire in Efficienza: il settore edilizio.

Anche il conto termico sta dando buoni risultati anche se si lamenta una certa complessità amministrativa del meccanismo e ad una incertezza nei tempi di risposta. Più in generale si ritiene importante prevedere regimi di premialità per chi affronta gli interventi di efficientamento con approccio di sistema rispetto a chi si limita a intervenire su singole tecnologie, premiando le soluzioni più efficienti e secondo principi di neutralità tecnologica. Tra gli strumenti dedicati al settore turistico ricettivo segnaliamo il credito d'imposta ex art 10 DL 83/2014 che incentiva gli interventi di efficientamento energetico. In particolare il decreto attuativo individua tra le spese eleggibili l'acquisto, il rifacimento o la sostituzione di cucine o di attrezzature professionali per la ristorazione con altre aventi caratteristiche migliorative rispetto a quelle esistenti, in termini di sicurezza, efficienza energetica, prestazioni. Allo stato attuale l'agevolazione fiscale ha concluso i suoi effetti nel 2018 e auspichiamo pertanto la sua reintroduzione.

Considerando che oggi abbiamo un parco di 12 milioni di caldaie a gas più vecchie di 15 anni ed oltre 2 milioni di caldaie a gasolio con un'età non inferiore ai 20 anni, con circa

28 Mtep/anno consumate, il comfort termico per il settore residenziale (climatizzazione e produzione di acqua calda sanitaria) rappresenta allo stato attuale l'80% dei consumi energetici totali delle abitazioni, oltre che una considerevole fonte di emissione di gas a effetto serra. Per questo motivo riteniamo che l'adozione di un programma di sostituzione obbligatorio e incentivato dei prodotti più energivori, da accompagnarsi ad una campagna informativa volta ad aumentare la consapevolezza energetica degli utenti finali, permetterebbe di aumentare il tasso di rinnovo annuo e di avvicinarsi al raggiungimento degli obiettivi definiti dal PNIEC, intervenendo con un incentivo mirato per l'adeguamento di camini di tipo CCR esistenti, allo scopo di favorire l'installazione di apparecchi a gas a condensazione

Inoltre sempre in tema di politiche di efficienza energetica, le istituzioni europee hanno in diverse occasioni affermato il principio dell'Energy Efficiency First Principle: nella gerarchia delle politiche complementari volte alla decarbonizzazione, a parità di condizioni, dovrebbe essere favorito un intervento di efficienza.

Il regime obbligatorio di incorporazione di rinnovabili nell'ambiente edificato nuovo o sottoposto a ristrutturazioni rilevanti, imponendo quote prestabilite di fonti rinnovabili indifferenziate per tipologia di edificio e ubicazione geografica potrebbe portare a dei conflitti con il principio summenzionato. In generale sarebbe efficiente quanto meno prevedere forme di sostituibilità tra interventi di efficienza e interventi di incorporazione di rinnovabili in tutti gli schemi che prevedono un obbligo in capo ad un soggetto, in maniera da consentire la più ampia flessibilità agli operatori/progettisti. A nostro parere per gli edifici nuovi o ristrutturati andrebbe presa in considerazione la possibilità di passare dall'attuale regime obbligatorio di incorporazione di rinnovabili ad un regime di "riduzione dell'energia primaria fossile", ampliando quindi la gamma delle opzioni tecnologiche a disposizione dei progettisti. In particolare questo approccio aprirebbe uno spazio importante alla cogenerazione, mini e micro, nel settore residenziale. Accanto a queste misure individuate per il settore residenziale, occorre sottolineare che il settore industriale, ancora oggi, è leader nella emissione di Certificati Bianchi. Da questo punto di vista stupisce che il PNIEC non riconosca il potenziale di efficientamento ancora esprimibile dall'industria, soprattutto se si riammettessero una serie di interventi (recuperi

termici, rinnovabili termiche, modifiche layout impiantistici) allo stato attuale non (facilmente) ammissibili per il meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica. Nel 2018, circa il 60 % dei certificati bianchi emessi sono andati all'industria.

E' importante, pertanto, non trascurare il potenziale residuo, identificando ed implementando strumenti adeguati per il suo sfruttamento, nella molteplice considerazione che i progetti industriali sono caratterizzati, generalmente, da una maggiore concentrazione (che si traduce in una serie di benefici, quali maggiore facilità di controllo / monitoraggio, minore spesa "amministrativa", etc.), da un maggior tasso di innovazione tecnologica e, in generale, come anche richiesto e richiamato in premessa a questo paragrafo, da un maggior livello di integrazione di soluzioni. Infine, i progetti realizzati nell'industria sono gli unici che, soprattutto se realizzati su processi produttivi automatizzati o semi automatizzati, dipendono meno fortemente da una variabile difficilmente controllabile che sono i comportamenti di consumo dei singoli.

6. Osservazioni sul mercato del gas naturale

Si ritiene opportuno che venga delineata una strategia per accrescere la competitività del mercato del gas naturale, quale risorsa energetica a basso impatto ambientale e di fondamentale rilevanza per alimentare i processi produttivi industriali. Allineando il mercato italiano del gas naturale a quelli nord europei – eliminando il differenziale esistente sui costi di approvvigionamento della *commodity* e promuovendo un hub nazionale liquido – si potrà assicurare la transizione verso la piena decarbonizzazione in un’ottica sostenibile sotto i profili ambientali ed economici.

Il PNIEC fa espresso riferimento al gas naturale come materia prima che *“giocherà un ruolo indispensabile per il sistema energetico nazionale e potrà diventare il perno del sistema energetico ibrido elettrico-gas”* anche attraverso il contributo dei carburanti alternativi nei trasporti. Questa assunzione, tuttavia, non appare adeguatamente supportata dalle politiche e misure che il Piano individua successivamente. Il gas naturale è il combustibile fossile con le minori emissioni specifiche di CO₂ e la maggiore flessibilità, sia nella produzione termoelettrica sia negli approvvigionamenti.

Riteniamo che nella fase di transizione verso una economia *low carbon* sia fondamentale declinare le opportunità insite in tutte le fonti energetiche, compresi gli idrocarburi. Le stime sui futuri consumi di petrolio sono particolarmente ottimistiche, considerando una riduzione fino al 50% rispetto ai livelli attuali, mentre il gas naturale viene considerato quale sola fonte di flessibilità, anziché vettore energetico più pulito tra le fonti fossili e necessario alla solidità dell’economia italiana, oltretutto indispensabile per le tecnologie di produzione nei settori ove l’elettrificazione potrebbe essere di complessa attuazione o tecnicamente inattuabile nel breve - medio termine.

Gli impianti a gas a ciclo combinato, su cui l’Italia ha già investito massicciamente, saranno indispensabili per compensare l’intermittenza tipica di alcune fonti rinnovabili e per seguire velocemente l’entrata e l’uscita degli impianti eolici e fotovoltaici. Andrebbero quindi espressamente sostenute le tecnologie in grado di contribuire al processo di decarbonizzazione del settore. Al gas naturale potrà essere ad esempio associata una

sempre maggiore quantità di *green gas*, in particolare biometano - secondo un'ottica di economia circolare – e gas sintetico proveniente da impianti *Power-to-gas* così come idrogeno prodotto da elettrolisi, da biomassa o da rifiuti. La diffusione di pratiche agricole avanzate ispirate a criteri di economia circolare e uso sostenibile del terreno agricolo porterebbero a individuare un potenziale tecnico-economico produttivo di biometano fino a 8 miliardi di metri cubi, di cui almeno 4 miliardi di metri cubi a costi molto competitivi perché ottenuti da riconversioni di impianti esistenti, e da impianti nuovi da Forsu, da fanghi di depurazione, da gas di discarica e da impianti di taglia grande alimentati con biomasse agricole³. Anche se tali quantitativi non sono, allo stato attuale, sufficienti a coprire se non una frazione del consumo di gas nazionale (pari a circa 70 miliardi di metri cubi/anno), è comunque indispensabile sviluppare questa filiera che può giovare di una infrastruttura di trasporto e distribuzione molto avanzata e capillare. Allo stesso tempo un importante contributo potrà essere fornito dallo sviluppo di soluzioni tecnologiche legate al *Carbon Capture and Storage (CCS)* e al *Carbon Capture Utilization and Storage (CCUS)* applicate a grandi impianti termoelettrici a gas naturale. Questa soluzione – generazione elettrica a gas naturale con CCS/CCUS - sarebbe in grado di coniugare produzione elettrica programmabile, benefici ambientali e circolarità (in caso di riutilizzo della CO₂ catturata) minimizzando inoltre i costi di adeguamento delle infrastrutture di trasmissione e distribuzione. Si sottolinea inoltre come l'applicazione di *Carbon Capture Utilization and Storage* consenta di dare origine a *sink* di carbonio, contribuendo pertanto ad una sottrazione di CO₂ complessivamente dall'atmosfera, ma l'attuale schema di *Emissions Trading* non ne consente l'utilizzo per evitare la restituzione delle quote di emissione, cosa invece consentita nel caso di CCS.

Si ritiene di incoraggiare una transizione da biogas a biometano per ridurre l'aggravio sulle bollette elettriche riconducibile agli incentivi ed evitare la dismissione massiva dei biogas oltre il termine del regime incentivante, che vanificherebbe gli investimenti già realizzati nei digestori anaerobici. Inoltre, per garantire la sostenibilità economica degli investimenti negli impianti di produzione di biometano, che non riescono a competere con i bassi costi del metano fossile è fondamentale il mantenimento oltre il 2022 del

³ E' indispensabile, da questo punto di vista, rimettere mano alla normativa sui rifiuti e, più in generale, snellire il processo autorizzativo di tali impianti.

sistema di supporto dei Certificati per l'Immissione in Consumo (CIC) previsto dal Decreto interministeriale del 2 marzo 2018.

Per quanto riguarda gli usi per riscaldamento si fa presente che il settore sta alacremente lavorando per rendere possibile nel medio periodo l'utilizzo di miscele di gas con una significativa percentuale d'idrogeno. Questo utilizzo sarebbe già oggi largamente prevedibile se considerassimo le nuove tecnologie ibride o gli apparecchi cosiddetti gas adaptive mentre è in fase di valutazione d'impatto per ciò che concerne gli effetti sul parco caldaie installato. In tal senso si ritiene che il PNIEC non debba trascurare le potenzialità dell'idrogeno, che potrebbe essere uno dei volani e delle fonti energetiche più importanti in futuro anche nel settore della climatizzazione,

Il gas naturale ed il futuro sviluppo del *green gas*, nei loro diversi usi finali, necessitano il riconoscimento del ruolo centrale delle reti di trasporto e di distribuzione di questo vettore. La prevedibile e sempre maggiore integrazione di biometano, e miscele CH₄/H₂ nelle reti di distribuzione e lo sviluppo di tecnologie in grado di abilitare il *sector coupling* tra gas ed elettricità richiederà adeguamenti in digitalizzazione, misura e flessibilità delle reti. Il settore della distribuzione gas deve infatti affrontare la sfida della digitalizzazione, sia attraverso il completamento dell'installazione degli *smart meter*, sia mediante la digitalizzazione delle reti e della forza lavoro. Questi investimenti sono fortemente ostacolati da un assetto normativo che ancora non permette di fornire agli operatori le indispensabili certezze in merito all'avvio delle gare per l'assegnazione delle concessioni, la loro durata e i relativi contenuti. Il PNIEC dovrebbe quindi esplicitare, in coerenza con gli indirizzi individuati per il mercato del gas, come intende superare le difficoltà che sinora hanno ostacolato la piena applicazione della riforma del settore, con particolare riferimento all'avvio delle gare d'ambito.

L'industria manifatturiera nazionale ha raggiunto elevati livelli di efficienza negli ultimi decenni proprio grazie all'utilizzo del gas naturale e la nostra rete di metanodotti, estremamente capillare, permette la copertura dei fabbisogni di riscaldamento della maggioranza dei clienti civili. In particolare, una larga elettrificazione dei consumi industriali risulterebbe in alcuni casi inefficiente dal punto di vista economico e

difficilmente praticabile dal punto di vista tecnico. L'impiego di elettricità non consente il raggiungimento delle stesse temperature e anche in prospettiva, nell'ipotesi di nuove tecnologie, i costi di produzione e di realizzazione delle reti elettriche sarebbero proibitivi. A causa della crisi economica e, in parte, grazie alla maggiore efficienza, i consumi di energia dell'Italia sono in calo da oltre un decennio. Il gas da alcuni anni è divenuto la prima fonte a copertura della domanda con circa il 35% del totale. Il ritorno a crescita economica, necessita della riaffermazione del ruolo di guida dell'industria, il settore a maggiore valore aggiunto caratterizzato già da alti livelli di efficienza. Potrebbe pertanto verificarsi un trend di aumento nei consumi della *commodity* gas, in alternativa rispetto a quanto ipotizzato nel Piano.

Inoltre, come già accennato, alcuni settori industriali non possono essere totalmente elettrificati nel medio termine per le specificità tecnologiche legate al processo produttivo. A fianco, quindi, alle misure volte al sostegno dei cosiddetti *green gas*, occorrerebbe inserire e valutare, in ottica di raggiungimento dell'obiettivo della neutralità carbonica al 2050, misure e tecnologie volte a consentire la compensazione e/o cattura delle emissioni di gas climalteranti derivanti dall'utilizzo di combustibili fossili, secondo una prospettiva di *carbon neutrality*.

Il gas potrà garantire una trasformazione anche nel settore dei trasporti sia terrestri che marittimi, permettendo una riduzione delle emissioni inquinanti e, attraverso l'uso del GPL, del Gas Naturale Compresso (GNC) e del Gas Naturale Liquefatto (GNL), una diversificazione delle modalità di alimentazione dei mezzi di trasporto. Si apprezza, pertanto, l'intenzione di sostenere lo sviluppo del GNL che, nell'ambito della diversificazione degli approvvigionamenti, rappresenta un'importante alternativa anche nell'uso nei trasporti marittimi e terrestri di lungo raggio. Andrebbero adeguatamente sostenuti anche il GPL e il gas naturale compresso (GNC) nei trasporti che sono già una realtà significativa. In tal senso, risulta apprezzabile quanto indicato nel Piano circa la necessità di previsione di misure incentivanti di retrofit del parco veicolare vetusto ed altamente inquinante. Lo stesso Piano evidenzia come l'uso del GNL nel settore dei trasporti comporti innegabili vantaggi ambientali in quanto non produce particolato, biossido di zolfo, né composti solforati e riduce drasticamente emissioni di NOx e CO₂. In seguito allo sviluppo della filiera del bio-metano e a un certo grado di penetrazione dello

stesso nel settore della mobilità, si può prevedere un'espansione dei volumi e della rete di distribuzione di GNC e GNL da bio-metano in aggiunta ai più tradizionali GNC e GNL da gas naturale. Ma preme sottolineare che i benefici derivanti dallo sviluppo della filiera del GNL non sono solo ambientali, ma anche di miglioramento della competitività del Paese e di aumento della sicurezza dell'approvvigionamento, nonché della flessibilità negli utilizzi finali delle fonti energetiche. Oltre che per l'approvvigionamento della Regione Sardegna, dovrebbe pertanto essere considerato nel Piano un impiego del GNL anche per le realtà industriali, a partire da quelle che oggi risultano ancora non collegate alla rete dei metanodotti e quindi costrette ad impiegare combustibili ad elevato impatto ambientale.

La sicurezza energetica nazionale viene affrontata considerando accumuli elettrici ma non prendendo in considerazione l'importante ruolo svolto dagli stoccaggi del gas e, a tendere dello sviluppo di nuove tecnologie quali la *Power-To-Gas*. Esistono potenziali di ampliamento delle risorse di stoccaggio gas, come anche dei livelli di estrazione nazionale, che non producono effetti negativi sul territorio ma accrescono la competitività del nostro Paese. I Paesi del Nord Europa, come noto fra i più attenti alle tematiche ambientali con ampie percentuali di energie rinnovabili nel mix energetico, sfruttano le risorse fossili presenti nel sottosuolo in maniera sistematicamente superiore rispetto all'Italia e senza procurare danni ambientali. A tale riguardo, si osserva come il PNIEC evidenzia in vari passaggi l'opportunità di garantire la sicurezza del sistema nazionale gas, attraverso la diversificazione delle fonti e delle rotte di approvvigionamento. In questo quadro, occorre valorizzare le opportunità messe a disposizione dal sistema EastMed-Poseidon che, sfruttando la rotta con la Grecia, collega l'Italia alle nuove scoperte del Mediterraneo orientale. Il sistema rappresenta infatti un'opzione strategica in grado di garantire al Paese un accesso di lungo termine alle risorse della regione, in maniera sicura e competitiva.

Da questo punto di vista, il gas prodotto in Italia, interamente immesso nella rete nazionale, incrementa la sicurezza di approvvigionamento e contribuisce alla riduzione delle importazioni di gas necessarie a soddisfare il fabbisogno nazionale. A questo proposito, si fa notare come le previsioni del PNIEC (tabella 48) riportino produzioni

nazionali di prodotti petroliferi in aumento, di fatto, in contrasto con lo stop previsto ad inizio 2019 alle attività di ricerca petrolifera e ai rinnovi delle concessioni esistenti. Questa situazione mette a rischio anche la produttività dei pozzi esistenti, rendendo difficoltose anche le relative operazioni di manutenzione con la conseguenza che tali installazioni non potranno che diminuire la propria produzione nel giro di pochi anni.

Si nota con favore la volontà di ridurre il gap di competitività delle imprese nazionali riducendo i costi approvvigionamento della *commodity* gas. Vista la concentrazione del mercato, con una quota maggioritaria della *commodity* proveniente dalla Russia e le attuali espansioni della rete di importazione tedesca, con il raddoppio del gasdotto *Nord Stream*, lo spread tra i mercati all'ingrosso del gas potrebbe divenire strutturale e penalizzare i consumatori italiani già dal 2020. Confindustria ritiene quindi necessario chiarire le strategie che l'Italia intende adottare per ridurre tale differenziale, indicando misure concrete e azioni mirate nel breve periodo. Per realizzare gli obiettivi di riduzione del differenziale con l'Europa Centrale è necessario in primo luogo individuare un nuovo assetto di regolazione, proponendo un modello di mercato in grado di attrarre maggiore liquidità, consentire un uso più efficiente delle infrastrutture esistenti e attivare nuovi investimenti.

Nella logica di trasformare l'Italia in un *hub* del gas si ritiene opportuno da un lato completare l'integrazione dei mercati, superando il *tariff pancaking* e le congestioni esistenti, e dall'altro ampliare le rotte e le fonti di approvvigionamento, valutando ad esempio le potenzialità insite nelle scoperte dei grandi giacimenti nel mediterraneo. La diversificazione delle fonti di gas naturale - combinando la produzione nazionale e le importazioni via pipeline/nave - permette di aumentare la flessibilità del sistema energetico, oltre che la competitività, e di affrontare in maniera più efficace limitazioni o interruzioni di approvvigionamento di una particolare fonte di energia. Ciò nell'ottica di accrescere la resilienza dei sistemi energetici regionali e nazionali, sia per soddisfare i bisogni di picco della domanda sia per le necessità stagionali sia, come già accennato, per l'integrazione delle fonti rinnovabili non programmabili.

L'integrazione dei mercati, con la conseguente riduzione dello spread tra PSV ed hub continentali, richiede di procedere sulla strada – già intrapresa dalla Autorità di regolazione italiana - di una revisione della struttura delle tariffe di trasporto, basata su una più corretta allocazione dei costi infrastrutturali in funzione della loro natura (costi funzionali al trasporto o ad esigenze di sicurezza e competitività) ed in funzione degli utenti di rete che ne beneficiano.