

Piano Nazionale Integrato Energia e Clima
Procedura di Valutazione Ambientale Strategica
Osservazioni di Elettricità Futura
1 ottobre 2019

Elettricità Futura condivide in larga parte le considerazioni contenute nella Relazione Ambientale e nella sintesi non tecnica della stessa, relativamente alla valutazione dei principali effetti sull'ambiente dell'attuazione del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima.

Il quadro che emerge nell'analisi evidenzia un bilancio ampiamente positivo in termini di benefici ambientali delle misure e delle azioni contenute nel PNIEC, seppur nell'ambito di valutazioni che, vista la natura programmatica e strategica del Piano, non possono che essere di tipo qualitativo.

È infatti indubbio che, allo stato attuale, la bozza di PNIEC posta in consultazione presenti un rilevante grado di complessità e contenga misure, strategie ed azioni numerose e molto diversificate, ma non sufficientemente dettagliate da permetterne una valutazione d'impatto di tipo quantitativo. L'analisi di dettaglio degli impatti delle singole misure dovrà necessariamente essere rimandata ad una fase attuativa successiva, in cui le azioni, più puntuali, potranno essere contestualizzati e dettagliate in interventi da realizzarsi.

Più in dettaglio, il rapporto ambientale individua e definisce, almeno per le misure direttamente collegate all'aumento della quota di energia da FER e di efficienza energetica ed alla riduzione delle emissioni di gas serra, effetti diretti ed impatti indicativi su tutte le componenti ambientali, in particolare legati alla realizzazione di infrastrutture.

Ciò che emerge da tale analisi mostra come il PNIEC sia stato formulato in maniera da favorire misure in grado di mitigare gli impatti ambientali delle opere e salvaguardare la biodiversità, la conservazione degli habitat, il contenimento dell'uso del suolo, nonché favorire l'efficientamento dei consumi e della produzione da fonte rinnovabile, riducendo gli impatti sul paesaggio.

È in quest'ottica che vanno lette le indicazioni contenute nel PNIEC in merito all'individuazione delle aree idonee, che potranno ragionevolmente limitare l'installazione di nuovi impianti in aree naturali, particolarmente pregiate dando invece priorità ad aree antropizzate, degradate e da riqualificare oppure promuovendo il revamping e al repowering, che da un lato avrà il pregio di efficientare e nella maggioranza dei casi aumentare la producibilità degli impianti esistenti e dall'altro garantisce il contenimento dell'uso del suolo.

Allo scopo di perseguire i principi di tutela dell'ambiente indagati nel processo di VAS e garantire il raggiungimento degli obiettivi del PNIEC, declinando le misure previste in modo più puntuale ed equilibrato, Elettricità Futura ritiene opportuno che nella proposta di Piano siano tenuti maggiormente in considerazione alcuni aspetti, dettagliati nel seguito, in riferimento a ciascuna delle cinque dimensioni su cui il PNIEC si fonda.

1. DECARBONIZZAZIONE

Emissioni e assorbimento di gas ad effetto serra

Le previsioni e gli obiettivi di riduzione delle emissioni adottati nel PNIEC rispetto al 2016 si traducono in una riduzione complessiva del 24% (da 430 MtCO₂ a 328 MtCO₂) composta da:

- riduzione del 30% per i settori ETS (da 157 MtCO₂ a 110 MtCO₂);
- riduzione del 20% per i settori ESR (da 271 MtCO₂ a 216 MtCO₂).

Inoltre, nell'ambito degli ultimi due macrosettori, si può osservare:

- una riduzione del 50% per il settore elettrico (settore ETS) (da 93 MtCO₂ a 46 MtCO₂);
- la sostanziale invarianza delle emissioni per gli altri settori ETS diversi dall'elettrico;
- una riduzione del 24% per il settore del trasporto su strada (settore ESR) (da 105 MtCO₂ a 78 MtCO₂).

Le misure previste sembrerebbero mirate alla riduzione delle emissioni solo nel settore ETS elettrico trascurando le potenzialità e gli effetti benefici che le politiche di efficienza e di sviluppo del vettore elettrico potrebbero introdurre anche nei settori ETS diversi dall'elettrico. Sotto questo profilo si ritiene necessario approfondire le possibilità di sviluppare politiche di riduzione anche nei settori industriali ETS, per i benefici combinati che possono derivare da un minor consumo di energia, a parità di obiettivi di sviluppo industriale, e di riduzione dell'onere dovuto alla partecipazione al sistema ETS.

Energie rinnovabili – Settore elettrico

Target FER

Elettricità Futura ritiene condivisibili gli obiettivi sfidanti per fotovoltaico ed eolico, in ragione dell'alto potenziale ancora non sfruttato di queste fonti. Con particolare riferimento alla produzione fotovoltaica al 2030 non ritenendosi chiare le assunzioni fatte in termini di producibilità attesa ed efficienza di conversione, si reputa che la capacità prevista del parco impianti sia sottostimata rispetto alla produzione di energia elettrica attesa (presumibilmente per sopravvalutazione delle ore di produzione medie).

Si evidenzia invece la necessità di un rafforzamento del ruolo di idroelettrico, bioenergie e geotermia, le cui prospettive di crescita possono essere superiori a quelle indicate, anche per consentire il raggiungimento di un mix energetico più equilibrato ed un maggior contributo delle fonti programmabili.

Per quanto riguarda in particolare la graduale fuoriuscita a fine incentivo degli impianti a bioliquidi, si ritiene che tale previsione debba essere affrontata con le dovute cautele. Questo scenario infatti porterebbe al fermo di impianti che beneficiano di significative economie di scala e che generano inoltre posti di lavoro diretti ed un indotto importante.

Carbone

Si condivide la previsione di phase out, ma si ritiene che l'uscita dalla generazione a carbone debba essere gestita con cautela rispetto da un lato ai benefici per il consumatore in termini di competitività (tenendo in considerazione ad esempio gli extra-costi che potrebbero determinarsi in assenza di adeguato coordinamento con altri Paesi europei) e dall'altro all'adeguatezza e sicurezza del sistema elettrico anche nella fase di transizione verso un mix completamente decarbonizzato. Si dovrà intervenire sia con un upgrade adeguato della infrastruttura di rete di trasmissione, sia ricorrendo all'accumulo dell'energia, nel rispetto di logiche di mercato e del principio di level playing field, in combinazione con la generazione da fonti rinnovabili unitamente al tempestivo avvio del mercato della capacità, per consentire il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione e garantire l'adeguatezza del sistema elettrico. È fondamentale inoltre che siano definite con chiarezza le tempistiche e la tabella di marcia del percorso di decarbonizzazione, al fine di garantire la

massima certezza regolatoria nella fase di transizione e consentire agli operatori di pianificare correttamente ed efficientemente investimenti e disinvestimenti. Una misura fondamentale per favorire tali investimenti sarà la semplificazione e accelerazione degli iter autorizzativi.

Contributo CCGT

Elettricità Futura è convinta che allo sviluppo delle fonti rinnovabili, debba affiancarsi anche il contributo degli impianti CCGT, così da consentire una radicale decarbonizzazione del settore energetico italiano, garantendo al contempo sicurezza degli approvvigionamenti e competitività.

Si ritiene che le previsioni di nuova capacità gas, stimate pari a 3 GW, siano riduttive, considerando da un lato le potenzialità della generazione a gas ad alta efficienza, con importanti impatti positivi in termini di riduzione di CO₂ e NO_x, e dall'altro che difficilmente una quota parte dei CCGT esistenti potrà essere oggetto di azioni di revamping al termine della loro vita utile. Risulta quindi fondamentale che i target di capacità gas vengano rivisti a rialzo.

Gare tecnologicamente neutre

Pur condividendo in generale il principio di neutralità tecnologica introdotto nel DM 4/7/2019 (cd DM FER1) e ripreso dal Piano, si segnala l'opportunità di prevedere la correzione di eventuali squilibri tra le fonti per garantire una differenziazione del mix e uno sviluppo di tutte le tecnologie. Appare opportuno analizzare preventivamente gli impatti derivanti da possibili esiti delle procedure di gara fortemente squilibrate a favore di poche fonti rinnovabili, per garantire una più opportuna differenziazione delle fonti energetiche e consentire un coerente sviluppo di tutte le tecnologie rinnovabili.

Tecnologie innovative

Si concorda sulla necessità di assicurare adeguato sostegno anche a quelle tecnologie ritenute ad elevato potenziale innovativo ancora lontane dalla competitività economica nel contesto italiano. Si ritiene a tal fine necessario che sia prontamente definito il regime incentivante ad hoc oggetto del cosiddetto DM FER 2 e che ne sia previsto l'accesso non solo agli impianti di piccolissima taglia, ma anche a quelle fonti che, pur non presentando necessariamente un potenziale innovativo spinto, abbiano costi di gestione molto elevati (tra cui bionergie, geotermia).

In relazione in particolare alla geotermia, nell'ambito del DM FER2 dovrebbe inoltre essere valutata la previsione di meccanismi di accesso, tariffe e contingenti di potenza differenziati per le 2 tecnologie geotermiche (innovative zero emissions designed e convenzionali con azioni di miglioramento ambientale).

PPA

Si auspica una rapida implementazione e diffusione dei Power Purchase Agreement (PPA) anche tramite l'implementazione di una piattaforma (a cui dovrebbero poter accedere anche impianti che abbiano terminato il periodo di incentivazione) 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, sia sulla piattaforma stessa sia OTC, in base a capacità e caratteristiche delle controparti, facendo tuttavia attenzione che tale piattaforma non costituisca un irrigidimento di uno strumento che, di per sé, dovrebbe essere il risultato di una libera contrattazione tra i soggetti di mercato.

Dovrà essere definito un quadro regolatorio stabile nel tempo che stimoli lo sviluppo di PPA con un intervallo temporale fino a 15-20 anni. Dovranno essere previste aste pluriennali di copertura contro il rischio di volatilità del corrispettivo di assegnazione della capacità di trasporto (CCC).

È da valutare la possibilità di prevedere obblighi di acquisto di volumi annuali per la Pubblica Amministrazione (Consip), nell'ambito del Green Public Procurement, sottoscrivendo contratti a lungo termine, per stimolarne la liquidità.

Nel breve e medio termine riteniamo opportuno mantenere le aste competitive in parallelo ai PPA tra privati, perseguendo il contenimento dei relativi costi per i consumatori finali, tramite l'utilizzo di sistemi di asta basati sull'assegnazione di CFD a 2 vie.

Nel medio termine, lo sviluppo e la diffusione di strumenti di mercato come i contratti di lungo termine (PPA), potrebbe rappresentare una delle modalità per l'ulteriore incremento della generazione da fonti rinnovabili, anche grazie alla necessaria riforma complessiva del mercato elettrico in un'ottica fit for RES.

Infine, si ritiene opportuno favorire la creazione di modelli standard più facilmente scambiabili ed accessibili a diversi tipi di consumatori e soggetti aggregatori che operino per conto di consumatori corporate, commerciali o residenziali di piccole/medie dimensioni. Vista tuttavia la finalità di sviluppo della generazione da FER e la peculiarità di ogni impianto, dovrà essere concessa libertà contrattuale per la stipula di long term PPA, evitando il ricorso a rigide forme di tipizzazione dei contratti che possono costituire un ostacolo alla loro diffusione.

Aggregazione impianti e domanda

Oltre alla possibilità di aggregazione di impianti ai fini della partecipazione alle procedure di accesso agli incentivi sull'energia immessa in rete si auspica vengano previste e valorizzate forme di aggregazione, fisiche e virtuali, di impianti di produzione e/o della domanda, anche per la partecipazione al mercato elettrico.

A valle di una prima fase di sviluppo di progetti pilota, oggi in corso, utile all'individuazione di criticità e soluzioni, si ritiene necessario procedere quanto prima al completamento della regolazione per la piena apertura dei mercati dei servizi alle suddette forme di aggregazione.

I progetti pilota dovranno essere anche rivisti per agevolare la più ampia partecipazione, fermo restando la necessaria garanzia di sicurezza, stabilità del sistema e corretta allocazione delle responsabilità di sbilanciamento.

Tariffe incentivanti specifiche per produzione combinata elettricità e calore

È certamente di interesse la proposta di introdurre tariffe incentivanti ad hoc per la produzione combinata di elettricità e calore. Si segnala in particolare al riguardo l'opportunità di prevedere un regime di sostegno anche per la cogenerazione da biometano (la cui incentivazione ad oggi è di fatto limitata al solo impiego in autotrazione). Si ritiene inoltre debbano essere previste forme di sostegno della generazione da biogas - in controtendenza rispetto all'esclusione di questa fonte da quelle ammesse ad incentivazione secondo il nuovo DM FER 1 - posta l'opportunità di valorizzare una filiera che ha visto un importante sviluppo in anni recenti, ha un importante patrimonio di impianti di digestione anaerobica, potrebbe sfruttare sistemi infrastrutturali già disponibili (centrali elettriche a ciclo combinato, reti di trasporto e distribuzione del gas, reti di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica) e permetterebbe, per quanto concerne invece il biogas da discarica, la valorizzazione energetica dei rifiuti e scarti di origine organica, caposaldo dell'economia circolare.

Sostegno impianti al termine della vita incentivata

Al fine di assicurare la mancata dismissione al termine della vita incentivata di impianti ancora in grado di funzionare in condizioni efficienti di esercizio, si suggerisce l'introduzione di meccanismi di sostegno alla produzione (così come già previsto dall'art.24 del D. Lgs. 28/2011 e Legge di bilancio 2016 e 2018) in grado di integrare i ricavi conseguenti alla partecipazione al mercato elettrico di impianti con costi di O&M consistenti, come quelli di dimensioni minori e quelli che hanno costi di materia prima da sostenere, alimentati a biomasse,

biogas e bioliquidi. Tali meccanismi dovranno comportare un impegno di spesa limitato e strettamente commisurato ai costi vivi di generazione di questi impianti, secondo i criteri della disciplina comunitaria sugli aiuti di stato.

Si ritiene che la previsione del piano di una graduale fuoriuscita degli impianti di cui sopra a fine incentivo, debba essere affrontata con le dovute cautele. È importante evidenziare come gli impianti a bioliquidi abbiano elevati costi di investimento ma anche una vita utile molto superiore rispetto a quella stimata ai fini delle incentivazioni, creino un importante indotto, garantiscano programmabilità e continuità della produzione ed infine consentano di valorizzare l'intera filiera di prodotti/residui secondo i principi dell'economia circolare. Si ritiene pertanto opportuno che siano studiati sistemi per consentirne il mantenimento in produzione, quantomeno introducendo rimodulazioni dell'incentivazione con scivoli progressivi che portino ad un più graduale phase-out.

Detrazioni fiscali

Nell'ottica di sostegno agli impianti di piccole/medie dimensioni in autoconsumo FER/CAR, si ritiene opportuno adottare programmi di sensibilizzazione, snellire/uniformare i relativi procedimenti autorizzativi, stabilizzare il meccanismo delle detrazioni fiscali per interventi di recupero del patrimonio edilizio. In particolare, si reputa necessario consentire l'accesso anche agli utenti industriali, aumentando l'efficacia di tale misura prevedendo l'incremento del tetto al credito fiscale, estendendo la cedibilità del credito fiscale anche a generazione distribuita e accumuli e facendo rientrare tra gli interventi ammissibili anche soluzioni di accumulo stand-alone.

Termini iter autorizzativi

Si segnala l'esigenza di garantire la certezza dei termini dell'iter di autorizzazione degli impianti da fonti rinnovabili, poiché tale aspetto risulta prioritario per facilitare lo sviluppo degli investimenti.

Sarebbe inoltre opportuno introdurre tempistiche accelerate e fisse, in virtù del riutilizzo di aree, strutture ed infrastrutture esistenti. Ad oggi spesso gli iter autorizzativi sono caratterizzati da tempi medi ben più lunghi rispetto a quelli previsti dalle norme (anche 4-5 anni). Tali ritardi peraltro, posto il netto disallineamento con la rapidità dello sviluppo tecnologico, comportano il più delle volte l'autorizzazione di progetti basati su macchine già "vecchie", nel frattempo superate da tecnologie più efficienti di quelle previste dal progetto iniziale.

Inoltre, per ovviare all'inconveniente della lentezza del procedimento si ritiene utile suggerire di attribuire al silenzio dell'amministrazione un significato di assenso al progetto, soprattutto laddove non siano necessari atti di assenso di natura ambientale e paesaggistica.

Adempimenti e duplicazioni

Si suggerisce di rivedere gli attuali iter di autorizzazione in un'ottica di riduzione degli adempimenti e della documentazione (spesso da duplicare e indirizzare alle diverse amministrazioni coinvolte) necessari per la richiesta di autorizzazione a realizzare/esercire gli impianti e per l'istanza di incentivo eventualmente previsto. Si ritiene opportuno anche armonizzare e, ove possibile, semplificare gli obblighi di caricamento di dati su differenti portali al fine di velocizzare i relativi procedimenti e ridurre il rischio di disallineamento dati.

Definizione modifiche sostanziali e non sostanziali

Si ritiene necessario individuare, per ciascuna tipologia di impianto e di fonte, gli interventi di modifica sostanziale degli impianti, da assoggettare ad autorizzazione unica, e le modifiche non sostanziali che potrebbero essere invece assoggettate a semplice PAS o Comunicazione (così come peraltro già previsto dall'art. 5 comma 3, del D. Lgs. n. 28/2011), superando l'attuale vincolo anacronistico che considera gli

interventi di modifica “*non sostanziali*” solo se realizzati su impianti esistenti senza variazioni fisiche dei macchinari, della volumetria delle strutture e dell'area destinata ad ospitare gli impianti stessi, sottoponendo di fatto ogni intervento che comporti una variazione delle dimensioni originariamente occupate dal progetto, ad un procedimento di autorizzazione e/o di valutazione ambientale, ordinario, con presumibili iter complessi e lunghi tempi di approvazione.

Si suggerisce, inoltre, di introdurre delle soglie di variazione delle dimensioni fisiche dei macchinari, della volumetria delle strutture e dell'area destinata ad ospitare gli impianti stessi e variazione contenute della potenza degli impianti entro cui considerare gli interventi come non sostanziali, e dunque da sottoporre a disciplina autorizzativa semplificata, individuando altresì gli interventi di modifica autorizzabili mediante semplice comunicazione o a seguito di una semplice notifica allo sportello unico. Occorrerà pertanto adottare modifiche normative nazionali - riducendo così l'arbitrarietà di applicazione dei procedimenti oggi registrata nelle diverse Regioni/Province - che rendano possibile oltre al ricorso dell'istituto della PAS, anche l'esclusione dalla procedura di VIA/verifica di assoggettabilità ambientale per quegli interventi realizzati nel rispetto di specifici criteri ambientali/progettuali.

Revamping e repowering

Si ritiene necessario vengano introdotte specifiche misure a favore degli interventi di repowering e di revamping, in un'ottica di valorizzazione dei siti già oggetto di investimenti in passato e di minimizzazione degli impatti ambientali delle installazioni. Si auspica in tal senso l'introduzione di procedure autorizzative semplificate, in special modo per gli aspetti legati alle valutazioni di tipo ambientale, che dovrebbero limitarsi all'esame delle sole variazioni dell'impatto ante e post-intervento. Si auspica in tal senso l'introduzione di procedure autorizzative semplificate e l'adozione di modifiche normative a livello nazionale che rendano possibile oltre al ricorso dell'istituto della PAS, anche l'esclusione dalla procedura di VIA e di verifica di assoggettabilità ambientale avendo accesso all'istituto del pre-screening per quegli interventi realizzati nel rispetto di specifici criteri ambientali/progettuali o l'adozione di criteri semplificati per le valutazioni di tipo ambientale limitate all'esame delle sole variazioni dell'impatto ante e post-intervento. Si auspica ad esempio la fissazione di soglie, differenziate per fonte e per tipologia di intervento, entro cui l'intervento possa essere ritenuto a limitato impatto ambientale/sociale e dunque sia possibile autorizzarlo mediante la PAS presentata all'ufficio preposto del Comune di riferimento.

Spalmaincentivi

Al fine di favorire interventi sugli impianti esistenti si ritiene necessario il superamento di misure vincolanti, quali ad esempio il cosiddetto “spalma-incentivi volontario”, che oggi blocca l'accesso ai meccanismi di sostegno, per interventi di Revamping e Repowering e che coinvolge la quasi totalità degli impianti FER, dal momento che quasi tutti gli operatori non vi aderiscono. Andrebbero in tal senso ripensate e ridefinite le attuali modalità di accesso ai meccanismi di sostegno, assicurando la partecipazione degli impianti che non hanno aderito allo Spalma-incentivi, valutando al contempo un sistema che permetta vengano preservati i diritti di chi vi ha aderito. Peraltro è ragionevole attendersi che la necessità di permettere ai progetti di repowering la partecipazione alle aste CFD sarà resa ancor più evidente, in futuro, dalla scarsa “partecipazione” alle aste medesime a causa del limitato numero di progetti autorizzati, frutto di una crescente opposizione dei territori ai progetti greenfid (fenomeno che si è già puntualmente verificato in Francia ed in Germania).

Energy community, autoconsumo e generazione distribuita

Si concorda in generale con le proposte avanzate dal PNIEC sul sostegno alla diffusione delle configurazioni in autoconsumo. Tuttavia, si ritiene che in ottica di creazione di un sistema elettrico più decentralizzato occorrerà porre attenzione a numerosi aspetti che consentano uno sviluppo razionale della generazione distribuita riducendo i rischi connessi ad un'inefficiente duplicazione della rete o all'adozione di inadeguati standard di sicurezza/qualità del servizio. Inoltre, sarà opportuno monitorare lo sviluppo degli impianti in autoconsumo e l'eventuale impatto economico derivante da una possibile esenzione dal pagamento delle componenti variabili degli oneri di sistema e di rete per tali configurazioni. Ciò al fine di consentire l'adozione di eventuali azioni correttive volte ad evitare negativi effetti redistributivi su tutti i clienti finali, o un eccesso di supporto o, al contrario, un sostegno non sufficiente a garantirne un adeguato sviluppo. Sarà necessario, ove possibile, semplificare l'attuale quadro regolatorio, adottando una definizione univoca di autoconsumo e promuovendo la realizzazione di nuovi sistemi in autoconsumo alimentati da impianti FER e/o impianti cogenerativi ad alto rendimento (CAR) caratterizzati da elevati standard di qualità/sicurezza del servizio.

Le misure di supporto potranno continuare ad essere di tipo implicito nel breve periodo (previa corretta/adeguata calibrazione delle stesse rispetto ai costi delle tecnologie) mentre nel lungo periodo occorrerà valutare l'adozione di misure esplicite, controllabili e trasparenti, in grado di sostenere configurazioni di autoconsumo efficienti, flessibili e sostenibili, nel rispetto dei principi di «cost reflectivity» e di efficienza di sistema, confermati a livello europeo. Andrebbe inoltre valutata l'ipotesi di uno spostamento progressivo in fiscalità generale degli eventuali incrementi sulla componente degli oneri generali di sistema derivanti dal sostegno ai sistemi in autoconsumo. Qualsiasi modifica regolatoria dovrà comunque salvaguardare le configurazioni in autoconsumo esistenti.

Infine, sarà opportuno regolamentare in via sperimentale ed evitando – come detto - 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 assicuri una completa integrazione di tutte le risorse distribuite nei meccanismi di mercato (bilanciamento, partecipazione ai costi di sistema) e il mantenimento dei diritti dei clienti al loro interno (es. qualità della fornitura di energia elettrica, possibilità di switching del fornitore, libero accesso alla rete pubblica, ecc).

Si propone l'adozione di opportuni interventi di regolazione volti a snellire e uniformare i processi autorizzativi a favore di impianti alimentati da FER e/o CAR (nuova costruzione, modifica, potenziamento, rifacimento totale/parziale, realizzazione delle relative opere/infrastrutture di connessione) e semplificare, ove possibile, gli adempimenti fiscali oggi previsti.

Si concorda sulla necessità di regolamentare sia la possibilità di scambio sul posto virtuale - ad esempio attraverso lo “scambio sul perimetro” anticipato dall'ARERA - che di scambio fisico - attraverso, appunto, reti fisiche interne - per consentire di scegliere tra le due alternative quella che maggiormente risponde alle specifiche esigenze energetiche locali nonché al già richiamato criterio di efficienza.

Infine, in uno scenario di larga diffusione delle FER e dei sistemi di generazione distribuita e autoconsumo, il DSO dovrà mantenere un ruolo fondamentale come soggetto neutrale in grado di facilitare la transizione energetica del prossimo futuro anche come acquirente di servizi locali, sviluppando e gestendo la rete con investimenti e innovazioni in ottica smart grid/digitalizzazione, e continuando a garantire l'efficienza, la sicurezza, la qualità del servizio e la sostenibilità della rete per tutti gli utenti.

Procedure semplificate per accumuli e integrazione sistema elettrico-gas

Il processo di transizione energetica comporterà molte sfide (sicurezza della rete, diffusione FER non programmabili, flessibilità, resilienza, ecc.) che potranno essere affrontate soltanto con un approccio olistico

che ricorra ad un mix appropriato - dal punto di vista economico, ambientale e sociale - di tutte le tecnologie di generazione, conversione e stoccaggio a disposizione e che si svilupperanno. Si suggerisce l'introduzione di procedure ad hoc per la costruzione, la messa in esercizio e la gestione degli accumuli, sia elettrochimici che mediante pompaggi, che siano in grado di promuoverne lo sviluppo, tenuto conto del ruolo fondamentale che rivestiranno nel nuovo modello energetico al 2030. Si sottolinea inoltre la necessità di sviluppare un mercato che possa valorizzare i servizi ancillari che gli accumuli possono offrire. Si condivide in generale con l'orientamento proposto dall'Autorità nel DCO 345/2019 e in particolare con l'obiettivo di consentire anche nelle configurazioni più complesse di identificare i prelievi destinati a servizi ausiliari di produzione o al funzionamento dei sistemi di accumulo. L'Associazione ritiene, tuttavia, necessario garantire che l'applicazione della nuova disciplina rimanga opzionale e dunque avvenga su istanza del produttore/titolare del punto di connessione alla rete.

Si condivide inoltre l'opportunità di affiancare, nel percorso verso una piena decarbonizzazione del sistema, lo sviluppo delle FER, degli accumuli e delle nuove risorse (Demand Response e Vehicle Grid Integration), con il contributo degli impianti CCGT e OCGT al fine di colmare il fabbisogno residuo del sistema e garantire sicurezza degli approvvigionamenti e competitività.

Si ritiene inoltre necessario avviare una sperimentazione per sondare i potenziali benefici dell'integrazione delle reti elettriche e gas (es. power-to-gas, power-to-hydrogen e gas-to-power che potrebbero consentire di trasformare l'eccesso produttivo delle fonti non programmabili in metano sintetico rinnovabile o in idrogeno rinnovabile da immettere nella rete, ovvero di recuperare il calore di scarto dalle turbine a gas per produzione elettrica, con un più efficiente utilizzo delle infrastrutture esistenti).

Armonizzazione norme regionali e facilitazione delle autorizzazioni

In una visione di insieme il raggiungimento dei futuri obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili non potrà prescindere da uno sviluppo ed applicazione della regolazione organico e coordinato, consentendo di superare i problemi di applicazione delle diverse disposizioni che avviene o in maniera non uniforme sul territorio o sulla scorta delle specifiche competenze dei singoli enti preposti. Si ritiene necessario venga reso maggiormente omogeneo il quadro normativo dei diversi territori regionali ed in tal senso si suggerisce di vigilare sull'operato delle Regioni, poiché in molti casi è proprio il travalicare i limiti della loro potestà normativa che ha portato le stesse a dettare discipline difformi sia dal quadro normativo statale sia profondamente diverse tra di loro.

Solo per fare alcuni esempi si ritiene utile segnalare l'esigenza di armonizzazione delle discipline ambientali relative alle direttive Deflussi Ecologici, poiché attualmente i Distretti idrografici risultano impegnati in fasi del processo di implementazione profondamente diverse, che portano dunque soggetti operanti in contesti territoriali diversi a sottostare a regole molto diverse, con ripercussioni sulla producibilità degli impianti idroelettrici.

Anche il caso dei canoni per l'uso delle acque a fine idroelettrico risulta emblematico in tale senso, la recente riforma della disciplina per le concessioni di grandi derivazioni (disposta dal DL n. 135 del 14/12/2018) non appena completata, porterà ad avere modalità di calcolo profondamente diverse per piccoli e per grandi impianti, esacerbando una situazione già oggi caratterizzata da ampia variabilità tra i valori vigenti nelle Regioni. Si suggerisce di procedere ad una riforma complessiva dell'attuale sistema.

Per quanto concerne la facilitazione delle autorizzazioni, occorre garantire l'uniformità e la certezza dei termini dell'iter autorizzativo degli impianti FER, anche per il rinnovamento degli impianti esistenti, in linea con il D.Lgs

104/2017 di recepimento della direttiva sulla VIA. Il tema del permitting costituisce uno degli aspetti dirimenti per facilitare lo sviluppo degli investimenti e traggere gli obiettivi 2030.

Ad oggi gli iter autorizzativi sono caratterizzati da tempi in media ben più lunghi rispetto a quelli previsti dalle norme (anche 4-5 anni). Occorrerebbe inoltre introdurre tempistiche fisse, omogenee e, per talune categorie di interventi, accelerate (si veda anche quanto già espresso in relazione ai paragrafi *Termine iter autorizzativi e Repowering*).

Occorre inoltre procedere al superamento di alcuni vincoli localizzativi oggi esistenti (si veda quanto indicato al paragrafo *Individuazione aree idonee*).

Recepimento norme nazionali su TUA

Si segnala la necessità di monitorare e coordinare le attività di adeguamento delle normative regionali in seguito all'adozione delle modifiche al Testo Unico dell'Ambiente ai sensi dei decreti legislativi n. 126/2016, n. 127/2016, n. 222/2016 e n. 104/2017.

Tale processo, infatti, risulta oggi essere molto disomogeneo a livello locale, anche in virtù delle criticità, legate a dubbi interpretativi e difficoltà operative nell'adattamento delle procedure esistenti. Si segnala ad esempio che la nuova procedura PAUR (Provvedimento Autorizzativo Unico Regionale), che assorbe in sé, oltre alla VIA, anche la decisione finale con la pronuncia su tutti gli atti autorizzativi, non sembra essere facilmente integrabile con la procedura adottata oggi nella maggior parte delle Regioni italiane per il rilascio delle concessioni di derivazioni idriche ad uso idroelettrico.

Concessioni idroelettriche

Affinché gli impianti idroelettrici possano contribuire efficacemente alla decarbonizzazione del settore elettrico, occorre definire una cornice di riferimento organica e stabile che permetta di superare l'incertezza normativa che si protrae da alcuni anni, e che non ha consentito agli operatori di programmare interventi di manutenzione straordinaria e di ammodernamento degli impianti.

Si ritiene inoltre, che ogni eventuale modifica dell'articolato del quadro normativo oggi esistente, richieda un'analisi ad hoc degli impatti delle misure proposte, al fine di garantire la continuità della produzione e la sicurezza delle infrastrutture, creando condizioni favorevoli al rilancio degli investimenti e garantendo, nello stesso tempo, la qualità della relazione con i territori. La revisione dovrebbe inoltre essere improntata a garantire un quadro nazionale di riferimento che sia stabile e il più possibile uniforme. La recente modifica della disciplina, disposta dal DL n. 135 del 14/12/2018, convertito con L.12/2019, affidando la gestione delle gare alle singole Regioni, difficilmente riuscirà ad essere coerente con tale esigenza. Appare inoltre imprescindibile che il Governo italiano persegua e promuova una versione organica e convergente anche a livello europeo, al fine di creare un level playing field, evitando un grave pregiudizio alle imprese italiane e al sistema Italia.

Individuazione delle aree idonee alla realizzazione degli impianti

Si concorda sulla possibilità di individuare aree idonee alla realizzazione degli impianti - a fronte di valutazioni su disponibilità della risorsa, accessibilità dei siti, presenza e disponibilità delle reti di trasmissione e distribuzione in prossimità, , domanda elettrica - purché le stesse siano inquadrabili come "aree attrattive" o "alto potenziale FER", e non vengano ovviamente intese come le uniche aree dove possano essere realizzati nuovi impianti. Pertanto, sarà opportuno finalizzare l'individuazione di tali aree alla definizione di zone nelle quali la realizzazione di impianti FER seguirebbe un procedimento autorizzativo semplificato, lasciando comunque libera la possibilità agli operatori di portare avanti iniziative di sviluppo anche su altre aree. Ad

esempio, con particolare riferimento agli impianti fotovoltaici, si potrebbero definire iter autorizzativi estremamente semplificati per le seguenti installazioni: localizzate all'interno o in prossimità di aree industriali, artigianali e commerciali; realizzati su discariche esaurite, cave e miniere esaurite, aree industriali dismesse e aree demilitarizzate; in prossimità di centri abitati (con l'esclusione dei piccoli borghi storici) e delle sottostazioni di alta tensione della rete elettrica (entro un paio di chilometri), collegati in linea diretta ad una unità di consumo eventualmente equipaggiati con sistemi di accumulo; posizionati su immobili, pergole, parcheggi e serre agricole; realizzati su terreni agricoli incolti da almeno 3 anni e collocati su aree agricole escluse dalle aree classificate non idonee dalle pianificazioni regionali.

In generale si ritiene che i siti in cui sono già presenti impianti FER debbano automaticamente qualificarsi come "aree a vocazione energetica".

Occorrerebbe inoltre procedere al superamento di alcuni vincoli localizzativi oggi esistenti, ad esempio le aree non idonee alla realizzazione di impianti, disciplinata dal D.Lgs. n. 387/2003 - che prevedeva l'individuazione di specifiche porzioni di territorio particolarmente fragili, nelle quali l'installazione di determinate categorie di impianti deve essere valutata con cautela - che troppo spesso sono state tradotte nelle discipline regionali in divieti localizzativi aprioristici o l'attuale interdizione all'accesso agli incentivi per impianti fotovoltaici con moduli collocati a terra in aree agricole, introdotta dalla L. n. 27/2012, che oggi non permette la realizzazione di nuovi impianti (né l'estensione di quelli esistenti) anche in aree che, sebbene classificate come "agricole" dalla pianificazione urbanistica locale, risultano molto spesso incolte, improduttive e abbandonate.

Isole Minori

Le isole hanno una forte necessità di soluzioni per l'approvvigionamento di energia e acqua ed attualmente sfruttano per lo più metodologie obsolete con costi economici ed ambientali elevati e non più sostenibili e giustificabili alla luce delle moderne tecnologie disponibili sul mercato.

Le isole rappresentano inoltre un'opportunità per la mobilità elettrica: il problema dell'autonomia dei veicoli non è rilevante grazie alle brevi distanze da percorrere; consentono di raggiungere l'obiettivo di un sistema di trasporto 100% elettrico in tempi più brevi che nella terraferma; possono diventare un modello ideale di vita, dimostrativo e formativo per i cittadini e per i turisti; le isole forniscono un'occasione unica per sperimentare soluzioni integrate su energia, acqua, agricoltura, rifiuti, mobilità, turismo sostenibile ecc.

Al fine di poter cogliere queste potenzialità, si ritiene indispensabile venga completato in tempi brevi il quadro normativo e regolamentare per la promozione delle fonti rinnovabili e dei necessari adattamenti delle reti di distribuzione nelle isole non interconnesse.

Si evidenzia infine come sia fondamentale introdurre in questi territori specifiche semplificazioni autorizzative. Le isole minori infatti, sono perlopiù interessate da aree vincolate a parco. Quand'anche il quadro incentivante fosse completo di tutte le sue parti, resterebbe dunque il problema dell'ottenimento delle autorizzazioni alla realizzazione di impianti FER anche di taglie ridotte. Sarebbe pertanto necessario individuare gli interventi più idonei per i territori isolani, nel rispetto sia della tutela del paesaggio che dello sviluppo economico e ambientale dei territori, superando alcuni dei vincoli di installazione oggi esistenti all'interno delle aree parco.

Accettabilità sociale impianti FER

Al fine di migliorare l'accettazione sociale degli impianti a fonti rinnovabili sarebbe opportuno mettere in campo una molteplicità di strumenti che possano favorire la diffusione di una maggiore conoscenza delle rinnovabili, mediante campagne informative e di sensibilizzazione mirate a evidenziare i benefici di tali tecnologie e a sfatare falsi miti e fake news che troppo spesso gravitano intorno alle FER.

Le fasi strettamente decisionali dei processi di autorizzazione alla realizzazione ed esercizio di impianti ed infrastrutture dovrebbero però rimanere di esclusiva gestione degli organismi e delle istituzioni preposte. Gli strumenti oggi previsti nei processi autorizzativi degli impianti e delle infrastrutture prevedono forme di informazione e partecipazione pubblica. Per poter migliorare la qualità di tale processo sarebbe opportuno garantire una partecipazione più attiva di organismi di rappresentanza, in virtù del loro ruolo di soggetti rappresentativi e dotati di conoscenze coerenti con la complessità dell'infrastruttura oggetto di autorizzazione, ed in grado di trasferire al decisore pubblico le diverse istanze. Si ritiene inoltre fondamentale, al fine di migliorare l'accettabilità sociale di queste opere e limitare opposizioni locali (sindrome NIMBY, Comitati del NO), un maggior coinvolgimento della popolazione fin dalle prime fasi di ideazione dell'opera, attraverso la promozione di azioni di informazione e trasparenza riguardo i processi decisionali (che già attualmente prevedono adeguate forme di partecipazione attiva), oltre che sulle caratteristiche ed i benefici di queste opere, necessarie per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione e per conseguire uno sviluppo industriale sostenibile. Sempre in ottica di miglioramento del grado di accettazione sociale delle opere è importante che il processo di identificazione delle "aree a vocazione energetica" sia svolto dalle Regioni e dallo Stato in consultazione con gli stakeholder interessati e gli operatori coinvolti.

Energie rinnovabili – Settore Termico

Pompe di calore

Il PNIEC individua un ruolo importante nelle pompe di calore elettriche, per il raggiungimento degli obiettivi rinnovabili nel settore termico, nonché in termini di efficienza energetica. Riteniamo necessario che siano messe in campo delle misure operative finalizzate ad agevolare non solo l'installazione di tali dispositivi, ma anche per rendere meno oneroso il loro utilizzo, in primis tramite il definitivo superamento della progressività della tariffa elettrica domestica.

Microcogenerazione

Elettricità Futura è convinta del contributo fondamentale che potrà fornire la tecnologia della micro-cogenerazione per raggiungere gli obiettivi del Piano. Questa tecnologia presenta caratteristiche di modularità, flessibilità e di producibilità elettrica e termica che le consente di adattarsi in modo efficiente ai fabbisogni di calore ed elettricità del settore terziario, del residenziale, e della piccola e media industria, caratterizzati dalla presenza di un gran numero di soggetti con entità e profili temporali di consumo estremamente differenziati.

Sebbene all'interno del quadro normativo nazionale la micro-cogenerazione sia stata fino ad oggi considerata soprattutto come uno strumento per promuovere efficienza energetica, Elettricità Futura ritiene che essa avrà un ruolo fondamentale anche quale opzione per integrare in modo efficiente fonti rinnovabili sia nel settore elettrico, sia nel settore degli usi del calore. Questi impianti infatti, fornendo simultaneamente energia al settore degli utilizzi del calore e a quello della generazione elettrica, apporteranno ulteriori benefici al sistema energetico nel suo complesso.

Al fine di supportare lo sviluppo della micro-cogenerazione sarebbe necessario:

- Estendere gli incentivi del Conto Termico 2.0 anche agli impianti di micro-cogenerazione.
- Snellire ulteriormente l'iter burocratico ed autorizzativo in un'ottica di riduzione degli adempimenti e della documentazione da fornire per installare e condurre questi tipi di impianti.

- Armonizzare le semplificazioni previste per gli impianti CAR con quanto disposto dalle norme di semplificazione tributaria che disciplinano il pagamento delle accise sui combustibili, tra cui gas naturale.
- Introdurre uno schema di incentivazione alla rottamazione di impianti termici non più compatibili con le norme sulle emissioni e la loro sostituzione con tecnologie ad alto rendimento tra cui la micro-chp.

Biometano

Elettricità Futura condivide la proposta del PNIEC di introdurre tariffe incentivanti ad hoc per la produzione combinata di elettricità e calore. Si segnala in particolare al riguardo l'opportunità di favorire anche l'utilizzo del biometano avanzato - il cui impiego è ad oggi di fatto limitato all'autotrazione per i meccanismi incentivanti previsti dal DM 02/03/2018 - in impianti Cogenerativi ad Alto Rendimento, viste le potenzialità di sviluppo di questa filiera. Ad oggi gli impianti CAR possono beneficiare dei Titoli di Efficienza Energetica, sistema però insufficiente per permettere il decollo del settore di produzione del biometano.

Biomasse/Teleriscaldamento

Si ritiene opportuno adottare adeguate misure a supporto dell'energia termica erogata in reti di teleriscaldamento in grado di valorizzare interventi virtuosi in termini di circolarità dell'utilizzo delle risorse. Ad esempio andrebbe sostenuto il recupero di calore proveniente da biomassa legnosa, con impatti positivi soprattutto nei territori montani, caratterizzati da densità abitativa minore rispetto ai centri urbani. In territori marginali, infatti, l'incentivazione delle tecnologie che utilizzano fonti primarie disponibili in loco può contribuire sia alla creazione di filiere energetiche, sia allo sviluppo economico, nonché a ridurre fenomeni di spopolamento e abbandono di aree interne con elevata valenza ambientale.

Inoltre, anche a fronte delle esigenze di adeguamento infrastrutturale sul territorio nazionale, il sostegno al recupero energetico per le biomasse da rifiuti riveste un ruolo di leva per lo sviluppo di impianti che consentono di minimizzare il ricorso alla discarica e assicurare il perseguimento degli obiettivi della Direttiva 851/2018.

Tra le specifiche misure da adottare si suggerisce in particolare:

- ripristinare l'assegnazione dei TEE ai progetti che utilizzano biomassa;
- ampliare i criteri di riconoscimento del Conto Termico;
- incentivare l'energia termica erogata in reti di teleriscaldamento e proveniente da biomassa.

Con particolare riferimento ai CAR abbinati allo sviluppo di reti di teleriscaldamento, si ritiene necessaria la predisposizione, a cura del Ministero dello Sviluppo Economico, dei criteri di accesso al regime di sostegno dei TEE o dei CB-CAR per l'energia termica recuperata e al raggiungimento delle condizioni di "teleriscaldamento efficiente", secondo quanto previsto dall'art. 19-decies della Legge n. 172/17.

Si condivide infine l'opportunità di favorire gli impianti ad alta qualità ambientale e ad alta efficienza, e di stimolare il rinnovo dei vecchi impianti con tecnologie efficienti a ridotte emissioni. Si evidenzia al riguardo l'opportunità di favorire l'utilizzo di impianti di taglia industriale, caratterizzati da prestazioni migliori sia in termini di efficienza che di emissioni, rispetto alle piccole caldaie domestiche a biomassa.

Burden sharing

Il "burden sharing" regionale non è di per sé sufficiente a promuovere iniziative di sviluppo di nuova capacità rinnovabile. Sarebbe auspicabile che accanto agli obiettivi regionali prevedere una opportuna pianificazione del territorio in modo tale da consentire alle Regioni di conseguire i propri obiettivi e nello stesso tempo permettere agli operatori di intraprendere gli investimenti programmati.

Energie rinnovabili – Settore Trasporti

La Direttiva RED II prevede al 2030 un target specifico di fonti rinnovabili nel settore dei trasporti pari al 14%. Il Piano invece prevede che il settore dei trasporti superi tale valore, fino ad arrivare a una quota rinnovabile del 21,6%, pari a circa tre volte la quota attuale.

Vettore elettrico

Per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione, un contributo rilevante sarà certamente fornito dall'utilizzo del vettore elettrico. 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 2016 il 34% del consumo interno lordo di elettricità¹ e che si prevedono forti incrementi al 2030 per il raggiungimento del target previsto dal PNIEC.

In base a stime Elettricità Futura, gli obiettivi previsti porteranno ad un valore di elettrificazione dei trasporti pari a circa il 4,6%, rispetto a circa l'1,6% attuale. Considerando che in Italia i trasporti ferroviari sono già quasi completamente elettrificati, tale incremento di utilizzo di energia elettrica sarà dovuto in massima parte all'elettrificazione dei trasporti su strada, che nel 2030 rappresenteranno circa il 55% dei consumi elettrici complessivi dei trasporti, rispetto all'attuale 0,8%.

Si valuta positivamente l'obiettivo relativo al parco complessivo di veicoli elettrici circolanti al 2030 pari a 6.000.000 (prevedendo un incremento del 20% rispetto al target di 5.000.000 della SEN 2017). Si ritiene peraltro necessario che il PNIEC espliciti le ipotesi e le traiettorie di sviluppo che hanno portato a prevedere una suddivisione del target 2030 in 1.600.000 veicoli elettrici puri (27% del totale) e 4.400.000 veicoli elettrici plug-in ibridi (73% del totale), anche in considerazione del fatto che tale distribuzione può avere un impatto significativo sulle dinamiche di elettrificazione, sull'infrastruttura di ricarica e sull'evoluzione del tessuto industriale nel comparto trasporti.

Biocarburanti

Rispetto agli obiettivi in materia di biometano e biocarburanti appare riduttiva la previsione di una domanda al 2030 di biometano per i trasporti stradali di circa 1,1 mld di m³ l'anno. La SEN stimava un potenziale massimo teorico di crescita al 2030 pari a 8 miliardi m³, ulteriormente elevabile, secondo le stime di associazioni di settore, sino ad una produzione di 10 miliardi m³ di biometano al 2030. Si ritiene quindi che 1,1 mld di m³ l'anno sia un valore sottostimato rispetto al potenziale reale e si chiede che venga rivisto al rialzo.

In merito alla possibilità di introduzione di target sui biocarburanti differenziati per benzina e gasolio prospettata nel PNIEC, riteniamo opportuno che sia definito soltanto l'obiettivo complessivo, lasciando alle dinamiche di mercato e agli operatori uno spazio di flessibilità nell'identificazione delle soluzioni più efficienti per conseguire l'obiettivo.

Lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore dei trasporti darà a livello nazionale un particolare contributo al 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.

E' opportuno ricordare l'importanza di una risoluzione dell'impasse legato alla normativa del c.d. "End of Waste" anche per quanto riguarda la promozione del settore del biometano richiesta dalle recenti Direttive

¹ Fonte GSE: Monitoraggio statistico degli obiettivi nazionali e regionali sulle fonti rinnovabili di energia Anni 2012-2016.

europee sull'economia circolare. Si concorda in generale con la proposta avanzata dal PNIEC di incentivare il biometano ed i biocarburanti avanzati ai fini dell'assolvimento dell'obbligo esistente di miscelazione dei carburanti di origine fossile con biocarburanti, attraverso un sistema di ritiro del biometano prodotto, con rilascio di Certificati di Immissione in Consumo (CIC) per la durata di dieci anni.

Si ritiene opportuno valorizzare nel breve periodo gli e-fuels cioè combustibili liquidi derivanti dalla ricombinazione di idrogeno rinnovabile (prodotto cioè da elettrolisi alimentata da energia elettrica rinnovabile) con la CO₂ (dall'atmosfera o da fonti concentrate), attraverso processi power (rinnovabile)-to-liquid (processo Fischer Tropsch). Con riferimento agli investimenti infrastrutturali nella filiera della produzione e distribuzione dei biocarburanti, l'industria sta dedicando importanti risorse allo sviluppo di biometano, biodiesel, bioGNL e bioGPL (green GPL), che certamente potranno contribuire al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione del settore.

Mobilità elettrica

Il PNIEC riconosce nella mobilità elettrica un vero e proprio strumento per il raggiungimento degli obiettivi nazionali di decarbonizzazione dei trasporti (il numero di veicoli BEV e PHEV è infatti calcolato a partire dall'obiettivo FER-T), pertanto si ritiene che la diffusione della mobilità elettrica debba essere supportata da politiche, interventi e specifici strumenti di facilitazione alla diffusione del veicolo elettrico e di agevolazione alla decisione di acquisto da parte del consumatore finale per la piena valorizzazione dei vantaggi che la mobilità elettrica assicura, in specie in ambito urbano, sotto il profilo della qualità dell'aria e della lotta ai cambiamenti climatici.

Il Piano dovrebbe contenere misure pratiche ed attuabili, ribadendo che lo sviluppo (ad esempio delle infrastrutture di ricarica) segua logiche di mercato e quindi coinvolgere tutti gli operatori potenzialmente interessati.

Di seguito si riportano alcuni degli strumenti per la diffusione e l'utilizzo dei veicoli elettrici:

- prevedere obiettivi chiari e vincolanti per lo sviluppo dell'infrastruttura di ricarica;
- semplificare e uniformare a livello nazionale i processi di installazione dell'infrastruttura e rimuovere gli ostacoli burocratici/normativi;
- coordinare ed armonizzare la regolamentazione locale di accesso agli ambiti urbani, le politiche sulle ZTL, le agevolazioni sui parcheggi, etc;
- prevedere politiche di rinnovo/sostituzione della flotta pubblica con veicoli zero-low emission;
- prorogare la tariffa incentivante BTVE oltre il 2019;
- Ridurre le componenti regolate delle tariffe per la fornitura di energia elettrica per i punti di ricarica pubblici al fine di avvicinare il costo della ricarica presso tali punti a quella effettuata presso l'abitazione di residenza
- introdurre una tariffa monomia incentivante, analoga alla BTVE per tutte le infrastrutture di ricarica collegate in media tensione;
- creare una piattaforma affidabile e aggiornata in real-time che riporti la posizione e lo stato di funzionamento dei punti di ricarica pubblici (come già indicato nel PNIRE);
- permettere un'agevole procedura di cessione a terzi delle detrazioni fiscali legate agli interventi di acquisto e installazione del punto di ricarica: in tal modo l'operatore di mercato potrebbe farsi carico di parte dei costi di investimento, beneficiando poi del credito fiscale negli anni successivi. Tale meccanismo

potrebbe essere utile anche in considerazione della maggiore capienza fiscale dell'azienda rispetto al cliente finale;

- prevedere anche per le batterie di EV una regolamentazione simile a quella dello scambio sul posto.

Con riferimento alle detrazioni fiscali per l'acquisto e la posa in opera di infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici, si condivide quanto previsto dalla legge di bilancio 2019, riconosciuta da marzo 2019 a dicembre 2021. La detrazione è pari al 50% delle spese sostenute, da ripartire in dieci annualità.

È poi necessario stabilizzare le agevolazioni fiscali per le infrastrutture di ricarica private oltre il 2021, estenderle alle infrastrutture ad accesso pubblico (su suolo privato e su strada) e prevedere la possibilità di cessione del credito.

Si auspica l'introduzione di una Regia Unica nazionale per: dare seguiti operativi al PNIRE e monitorarne lo stato di avanzamento; definire quadro di intesa Stato-Regioni per armonizzare e semplificare le regole comunali per favorire l'installazione e la distribuzione omogenea delle infrastrutture sul territorio; implementare standard tecnologici uniformi per garantire interoperabilità sia per quanto riguarda le colonnine di ricarica che per i protocolli di comunicazione, anche dal punto di vista commerciale; estendere oltre i presupposti indicati nel D.Lgs 257/2016 l'obbligo per i concessionari autostradali di presentazione di piani di infrastrutturazione elettrica per i corridoi autostradali di loro concessione, per il rispetto dei suddetti obiettivi. Sarà poi utile prevedere le batterie di auto elettriche una regolamentazione simile a quella dello scambio sul posto. Infine prevedere l'istituzione di un servizio ad hoc volto a favorire la partecipazione dei veicoli elettrici ai servizi di flessibilità per il sistema elettrico (con particolare riferimento alla rete di distribuzione a cui tali risorse sono connesse), anche attraverso specifici progetti pilota.

Al fine poi di incentivare l'utilizzo del Trasporto Pubblico Locale, un'ulteriore spinta sarebbe quella di aumentare il parco del trasporto pubblico con veicoli sostenibili, incoraggiandone l'uso facendo leva sui benefici di carattere ambientale. A tal proposito sarebbe opportuno introdurre obblighi più stringenti di sostituzione del parco auto tradizionale con veicoli a zero emissioni per la Pubblica Amministrazione (ad oggi previsto dal d.lgs 257 del 2016 di recepimento della DAFI solo per alcune province ad alto inquinamento di particolato e per una quota ancora ridotta).

2. EFFICIENZA ENERGETICA

La marcata riduzione dei consumi anche rispetto ai dati storici (2016) "spiega" la crescita del peso del vettore elettrico, posto che il consumo interno lordo di energia elettrica è ipotizzato costante. Appare però utile verificare l'andamento dei singoli vettori energetici nel complesso e nei singoli macro settori, sia per individuare i principali vettori di efficientamento del sistema (la crescita più marcata si manifesta nel settore residenziale), sia per verificare che in termini prospettici siano attivate tutte le misure che consentano lo sviluppo del vettore elettricità

Rispetto ai valori ed agli indici che evidenziano il percorso di efficientamento del Sistema Italia, si ritiene utile inoltre suggerire di fornire quantificazioni più precise, al fine di permettere una stima della sensitività del percorso tracciato nel PNIEC (ad esempio, in termini di tempistiche afferenti alla realizzazione degli investimenti necessari alla crescita dell'efficienza del sistema), e di individuare i macro-comparti e gli specifici settori che più contribuiscono al raggiungimento degli obiettivi. In tema, vale sottolineare l'utilità di tale verifica rispetto all'obiettivo di sviluppo del vettore elettrico di cui sopra e quindi, in ultima analisi, per una disamina critica del PNIEC sotto tale punto di vista.

Il PNIEC presenta uno scenario di sviluppo del settore elettrico abbastanza limitato rispetto ai dati 2016 e 2017, comunque prevedendo una lieve crescita dei consumi finali.

Tale sviluppo è certamente in controtendenza con lo scenario generale di riduzione dei consumi energetici, ma appare essenzialmente fondato sulla crescita del consumo di energia elettrica per il trasporto, per il quale il PNIEC individua i potenziali incrementi di consumo di energia elettrica al 2030, in 8,1 GWh per il trasporto su strada e 7,2 GWh per il trasporto su rotaia.

Parimenti sembrerebbe legittimo ipotizzare un incremento del consumo di energia elettrica nel settore residenziale, che però non è chiaramente quantificato e della produzione destinata ai sistemi di stoccaggio, ai fini di bilanciamento del sistema e per favorire lo sviluppo delle fonti rinnovabili.

Definiti i principali settori a cui imputare la crescita dei consumi è possibile riferire le riduzioni a tutti gli altri macro comparti interessati, industria compresa.

In termini numerici il limitato apporto di consumi del settore industriale, nel cui ambito, peraltro non sembra potersi registrare, nei dati del Piano, una crescita del vettore elettrico, suggerisce di attivare una verifica relativa alle iniziative alle quali è possibile dare attuazione per avviare, anche in questo comparto, uno shift verso il vettore elettrico.

Per favorire interventi e investimenti è necessario rafforzare e potenziare i meccanismi di supporto all'efficienza energetica come i Titoli di Efficienza Energetica (TEE), il Conto Termico e le misure di detrazione fiscali. Con riferimento a quest'ultimo tema, si ritengono necessari miglioramenti sia dal punto di vista degli interventi ammessi, sia dal punto di vista della cedibilità del credito d'imposta.

Titoli di Efficienza Energetica

È necessario superare le criticità connesse al meccanismo dei TEE i cui provvedimenti adottati nel DM 10/05/2018 non stanno portando all'incremento dei progetti necessari a ribilanciare il mercato. Tra cui, a titolo d'esempio:

- Ripristinare le normali dinamiche di mercato definendo i parametri e le azioni per la futura eliminazione del cap e istituire un mercato a termine per i TEE
- Introdurre opportune riduzioni delle soglie di obbligo minimo
- Prevedere tramite l'intervento di soggetti terzi (Arera-MiSE) e sistemi di adeguamento automatico (in relazione alle quantità di TEE disponibili) una rimodulazione dell'obbligo in caso di scarsità di titoli sul mercato in uno specifico anno
- Prevedere una scadenza dei titoli emessi
- Prevedere la restituzione di quanto speso per i TEE allo scoperto acquistati dal GSE se non si verificano le condizioni di mercato per poterli riscattare.
- Valutare l'introduzione di meccanismi di "controllo" dei prezzi
- Valutare l'estensione della tipologia di interventi attualmente ammissibili, a partire da quelli realizzabili dai soggetti obbligati sulle proprie reti di distribuzione e dalle iniziative per l'economia circolare.
- Valutare il ripristino (con eventuali correzioni rispetto al precedente meccanismo) dei coefficienti moltiplicativi (es. tau) e delle schede standard secondo le modalità previste dai decreti luglio 2004
- Prevedere misure di supporto dell'energia termica erogata in reti di teleriscaldamento da biomassa.
- Adottare apposite linee guida orientate al rilancio del meccanismo e reportistica relativa ai progetti approvati, ai TEE emessi e a quelli bloccati per maggiore trasparenza sulla gestione delle istruttorie e gli algoritmi impiegati per l'assegnazione dei titoli.

In ogni caso, sono indispensabili misure di breve periodo essenziali per mettere in sicurezza il meccanismo e rilanciarne le ambizioni nell'ottica di assicurare il raggiungimento degli obiettivi del Paese al 2030 – al momento, infatti, non appaiono esserci alternative credibili al meccanismo dei TEE. In quest'ottica è indispensabile garantire i soggetti obbligati (che sono operatori regolati e *price takers* sul mercato dei TEE senza possibilità di scaricarne a valle i costi) rispetto alle perdite economiche registrate in particolar modo nell'ultimo anno e derivanti dalla mancanza di TEE disponibili sul mercato, situazione che ha portato i prezzi a raggiungere il cap di 260€/TEE e contestualmente ha reso necessario il ricorso ai TEE rilasciati dal GSE. In entrambi i casi, i soggetti obbligati hanno assistito ad una perdita superiore ai 10€ che non potrà ripetersi anche nell'anno d'obbligo corrente (2019) al fine di non minare la sicurezza del meccanismo e la stabilità del settore.

Semplificazione autorizzativa

È necessario attuare misure per semplificare le procedure autorizzative per l'installazione in ambito residenziale e terziario di impianti o dispositivi tecnologici per l'efficienza energetica e per lo sfruttamento delle fonti rinnovabili. Tra cui:

- gestione delle procedure autorizzative attraverso portali on line accessibili dai cittadini ed imprese e contenenti informazioni su vincoli emergenti dalla pianificazione urbanistica territoriale;
- uniformità e snellimento della documentazione di supporto delle richieste autorizzative;
- applicazione dei costi amministrativi o d'istruttoria tali da non scoraggiare l'installazione di tecnologie efficienti.

Sarebbe infine opportuno rendere strutturali le agevolazioni fiscali (c.d. Ecobonus/Sismabonus) attualmente vigenti per le spese sostenute entro il 2021 relative ad interventi di efficientamento energetico e all'adozione di misure antisismiche. Inoltre, è opportuno che sia confermato anche oltre il 2021 il meccanismo di cessione del credito relativo a Ecobonus e Sismabonus in ragione dei benefici diretti per la riqualificazione energetica e per la messa in sicurezza del parco immobiliare.

Credito di imposta

Si segnala che dovrebbe essere estesa dal punto di vista temporale la cessione del credito d'imposta per interventi di efficienza energetica: tale misura permette di affrontare in maniera più agevole gli investimenti necessari per questi interventi, poiché il soggetto avente diritto, in cambio della cessione del credito all'esecutore dei lavori, potrebbe ottenere uno sconto, anche consistente, sui costi di esecuzione. Tale possibilità andrebbe inoltre consentita anche per le spese legate agli interventi di acquisto e installazione del punto di ricarica per veicoli elettrici (art. 16-ter DL 63/2013).

Sarebbe inoltre opportuno prevedere che la cessione del credito di imposta per interventi di efficienza - oggi applicata solo ad interventi nel residenziale che interessano soggetti generalmente a minor capienza ai fini della compensazione del credito d'imposta - venisse estesa anche ad interventi a favore di soggetti industriali (oggi maggiormente effettuati dalle ESCO).

Digitalizzazione e servizi energetici

Si ritiene opportuno che le misure da adottare per stimolare la crescita dell'efficienza energetica sappiano cogliere l'evoluzione che questo settore ha avuto negli ultimi anni, soprattutto in relazione al mercato ed al ruolo delle ESCO, secondo un approccio integrato ed orientato sui servizi energetici.

La digitalizzazione dei processi è in grado di offrire grandi opportunità nella riqualificazione energetica del patrimonio immobiliare.

L'utilizzo di soluzioni ICT potrebbe favorire anche lo sviluppo delle energy community grazie all'utilizzo di dispositivi ed applicazioni finalizzati all'analisi dei comportamenti energetici e alla gestione della domanda energetica. Una diffusione capillare di tali sistemi potrebbe portare ad una maggiore consapevolezza dei propri consumi e ad un notevole beneficio energetico ed anche economico.

Fondo Nazionale per l'Efficienza energetica

Si ritiene opportuno prevedere l'estensione del perimetro di erogazione delle garanzie anche alle ESCo per contratti in modalità EPC (eventualmente superiori ad una durata e ad un investimento da stabilirsi) su clienti finali che presentino un determinato rating.

3. SICUREZZA ENERGETICA

Capacity market

Per assicurare una quota di fonti rinnovabili sui consumi elettrici prevista dal Piano e pari al 55,4 per cento al 2030, sarà necessaria secondo stime interne la realizzazione di capacità di produzione elettrica addizionale da FER per circa 47.000 MW, che potranno operare in sicurezza solo grazie alla presenza di una adeguata capacità di produzione flessibile e in grado di garantire la necessaria riserva. Inoltre, occorre considerare che il progressivo phase-out delle centrali alimentate a carbone ancora operanti nel nostro Paese comporterà la necessità di ulteriore capacità di generazione.

Riteniamo quindi che, al fine di realizzare il profondo processo di trasformazione sopra delineato nel lasso di tempo che ci divide dal 2030, sia estremamente urgente porre mano alla regolazione del mercato, attivando strumenti che forniscano segnali di prezzo di medio e lungo termine capaci di promuovere i nuovi investimenti in impianti a fonti rinnovabili e a gas per il rinnovo del parco e permettere la dismissione degli impianti più inquinanti, prevedendo misure ad hoc per l'esercizio di questi ultimi nel periodo che ne precede il completo phase out

Si ritiene pertanto che il capacity market che sta finalmente per partire in Italia (prime aste a novembre 2019, per gli anni 2022 e 2023) rappresenti un meccanismo necessario a garantire l'adeguatezza del sistema fornendo opportuni segnali di prezzo per lo sviluppo della nuova capacità, nonché per il mantenimento della capacità esistente. Riteniamo necessario, inoltre, che accanto a tale meccanismo siano previsti percorsi autorizzativi semplificati e velocizzati per favorire gli investimenti necessari ad affrontare la discontinuità legata all'uscita degli impianti a carbone.

Resilienza

In uno scenario di sempre maggiore penetrazione dell'energia elettrica, con un progressivo spostamento dei consumi energetici finali verso il vettore elettrico, la sicurezza e la resilienza delle reti rappresentano un aspetto di primaria importanza. In generale si condivide l'impegno dell'Autorità verso la definizione di sistemi equilibrati ed efficienti per l'incentivazione degli investimenti finalizzati all'incremento della tenuta alle sollecitazioni delle reti di distribuzione e alle azioni di rapido ripristino del servizio.

Si ritiene inoltre che nello scenario di decarbonizzazione pianificato dal PNIEC, caratterizzato da un forte incremento della generazione elettrica da FER e il progressivo phase-out del carbone, sarà necessaria una capacità di generazione a gas maggiore rispetto a quanto previsto nel Piano, valorizzando contestualmente il parco termoelettrico di ultima generazione di cui il Paese è dotato. Relativamente alla gestione della

domanda si ritiene che il Piano debba fornire un maggior livello di dettaglio sugli obiettivi quantitativi di sviluppo di tale risorsa nel contesto nazionale.

Gas

In Italia il gas naturale contribuisce alla generazione elettrica per oltre il 45% dell'energia prodotta, assicurando la sicurezza del sistema e fornendo il necessario back-up alle fonti rinnovabili non programmabili. Nel quadro della transizione energetica italiana del phase-out del carbone e della penetrazione delle FER, è necessario un sistema gas sostenibile, sicuro e competitivo.

Nel medio-lungo termine appare necessario garantire un modello di approvvigionamento adeguato alle esigenze del sistema italiano valorizzando le diverse opportunità di importazione

Idrogeno

Con riferimento alla generazione di idrogeno, riteniamo che, considerati gli obiettivi di decarbonizzazione e integrazione delle rinnovabili, tale processo debba essere principalmente legato alla produzione da fonti rinnovabili dell'energia elettrica non programmabile non immessa in rete. In un tale contesto, non si ritiene invece condivisibile la produzione di idrogeno tramite processo di reforming, basato sull'impiego di combustibili fossili, che dovrebbe essere terminato al 2025.

4. MERCATO INTERNO DELL'ENERGIA

Continuous trading mercato intraday

Si ritiene necessario ridurre i tempi che intercorrono tra programmazione e immissione per incoraggiare la partecipazione attiva ai mercati dei soggetti con difficile programmazione del proprio profilo di immissione/prelievo.

L'approvvigionamento di Terna delle riserve di bilanciamento nel mercato del dispacciamento (in particolare, MSD ex-ante) in concomitanza con un mercato dell'energia in chiusura un'ora prima della consegna, deve essere associato ad una remunerazione della capacità impegnata.

Sbilanciamenti

Si ritiene che parte significativa del corretto funzionamento del mercato dipenderà dalla valorizzazione degli sbilanciamenti sui mercati dell'energia. In merito a tale aspetto, e in linea con quanto previsto dall'Electricity Balancing Network Code, si sostiene la scelta di applicare il meccanismo del single price, come sistema unico a livello europeo, a tutti gli impianti superando la logica del dual price (ancora utilizzata per le unità rilevanti abilitate in quanto, attualmente, i prezzi sono determinati secondo una logica di penalizzazione e non sulla base dell'effettivo costo causato dallo sbilanciamento dell'unità di produzione al sistema elettrico.

Accumuli

Si ritiene che gli accumuli possano contribuire alla compensazione degli sbilanciamenti e ai servizi di rete. In generale si ritiene che la realizzazione e l'esercizio degli accumuli debba essere promossa attraverso procedure di mercato, anche quando sia il gestore del sistema di trasmissione ad individuarne l'esigenza, così come previsto dal CEP.

Si ritiene che, come previsto dal Clean Energy Package, gli impianti di accumulo dovranno essere forniti tramite asset nella proprietà e gestione di operatori di mercato, rispettando il principio della neutralità tecnologica. Eccezioni ai suddetti principi possono essere previste in caso di fallimento del mercato, come previsto dal Clean Energy Package. Se l'ulteriore capacità di accumulo fosse considerata necessaria per fini

di gestione della rete in sicurezza, in mancanza di interesse del mercato, allora, anche i soggetti regolati (TSO/DSO) potranno proporre lo sviluppo, attraverso meccanismi sottoposti al controllo delle Autorità di regolazione.

L'impiego dei sistemi di accumulo andrà testato, attraverso opportuni progetti pilota, anche per la fornitura di servizi di regolazione di frequenza; in particolare, nei prossimi anni dovranno essere chiariti i requisiti di abilitazione per poter partecipare anche con accumuli elettrici (indipendentemente dalla tecnologia) alla fornitura dei servizi ancillari.

Tra le applicazioni dei sistemi di accumulo, merita una particolare menzione per la sua sinergia con il settore della mobilità, lo sviluppo del vehicle to grid, vale a dire dei sistemi che consentono di utilizzare le batterie dei veicoli elettrici per fornire servizi ancillari al sistema elettrico. Tale tecnologia, considerati i benefici di carattere ambientale dovrà essere accompagnata da opportune misure che ne facilitino la diffusione su larga scala.

Infine, anche le tecnologie di conversione come il Power-2-Gas, Power-2-Methane, Power-2-Hydrogen, ecc. potranno in futuro rappresentare ulteriori risorse di flessibilità.

Riforma MSD

È attualmente in fase di consultazione da parte di ARERA il DCO 322/2019 del 23 luglio 2019, finalizzato a presentare e proporre gli orientamenti complessivi per una riforma organica del dispacciamento elettrico, definendo un nuovo Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE).

In generale, riteniamo necessario completare l'apertura, a regime, del MSD a tutte le risorse della domanda e dell'offerta, incluse le fonti rinnovabili, la generazione distribuita e lo storage, secondo le previsioni del Target Model e del Balancing Code UE e a seguito dei Progetti pilota di Terna (UVAC - UVAP - UVAM - UPR - UPI)

È inoltre necessario ridurre i tempi che oggi intercorrono tra programmazione e immissione. In tal modo verrà incoraggiata la partecipazione attiva ai mercati di quei soggetti che scontano una difficile programmazione del proprio profilo di immissione/prelievo.

La fornitura dei servizi di rete in MSD e in MB dovrebbe essere aperta anche agli aggregatori di unità di consumo e/o di produzione. Si ritiene inoltre necessario che vengano definiti nuovi servizi remunerati (ad esempio regolazione di tensione e frequenza) utili al corretto funzionamento del sistema nel rispetto delle caratteristiche fisico-tecniche della rete e per migliorare la flessibilità del sistema. In tal senso, saranno sicuramente utili i progetti pilota per la fornitura di servizi di flessibilità locale al DSO, ipotizzata dall'Autorità all'interno del DCO 322/2019.

Si auspica l'introduzione all'interno del MSD di forme di contrattualizzazione a termine a completamento dell'attuale struttura basata su un orizzonte prevalentemente spot al fine di fornire segnali di medio-lungo termine sulla necessità di investimenti e disinvestimenti in flessibilità e di rendere noti al mercato con adeguato anticipo i fabbisogni delle diverse risorse di dispacciamento del TSO.

Mercato Retail

Superamento Maggior tutela

Nel breve periodo, l'aspetto principale per l'evoluzione del mercato retail è costituito dal superamento della maggior tutela. Eletticità Futura è convinta che per un'effettiva liberalizzazione del mercato sia fondamentale porre il cliente al centro di tale processo, affinché lo stesso sia messo nelle condizioni di poter optare liberamente e in maniera consapevole per il mercato libero.

Riteniamo debba essere evitato un eccessivo intervento amministrativo e regolatorio per lasciare facoltà ai venditori di differenziare le proprie offerte e stimolare la capacità di scelta dei clienti finali.

Concordiamo sulla necessità di stimolare lo switching e disincentivare la permanenza passiva sul mercato tramite delle campagne di informazione sostenute dalle Autorità e dalle Istituzioni.

Morosità ed Elenco Venditori

Inoltre, riteniamo necessario affrontare la tematica relativa alla morosità del cliente finale, rafforzando le politiche di contrasto al fenomeno, attraverso l'adozione di misure nel breve termine, quali il blocco dello switching in primis, necessarie a consolidare lo sviluppo del mercato anche nel medio e più lungo termine.

In questo stesso ambito, evidenziamo che l'assenza di specifici requisiti di accesso per i venditori ai mercati retail dell'energia elettrica si è rivelata critica per il settore, causando un aumento esponenziale dei retailer (diverse centinaia a fronte delle poche decine del mercato UK), spesso di limitata capacità patrimoniale, i cui successivi inadempimenti seriali o default – in assenza dei necessari interventi regolatori - potrebbero determinare perdite rilevanti per il sistema, mettendo a rischio la copertura del gettito fiscale e parafiscale dei cosiddetti Oneri generali di sistema (che includono, fra gli altri, gli incentivi alle fonti rinnovabili). Pertanto, occorre emanare il decreto attuativo dell'art. 1 commi 80 - 82 legge 4 agosto 2017, n. 124 (legge annuale per il mercato e la concorrenza) per dare rapida attuazione all'Elenco venditori. Esso costituisce uno strumento efficace che abilita all'attività di vendita soltanto gli operatori dotati di idonei requisiti finanziari, tecnici e di onorabilità. Ciò sia a vantaggio del consumatore che sceglierebbe esclusivamente fra venditori affidabili sia dello sviluppo di un mercato dinamico e di una sana concorrenza.

Riscossione oneri generali di sistema

La questione della revisione del meccanismo di riscossione degli oneri generali del sistema elettrico (OdS) è senz'altro complessa e necessita di un intervento sistemico che, da un lato, garantisca l'equilibrio del sistema e assicuri il necessario flusso di risorse alle attività finanziate dagli oneri stessi e, dall'altro, agisca alla radice del problema minimizzando l'incidenza del fenomeno della morosità da cui origina la necessità di recuperare su altri soggetti il gettito mancante. Tra le proposte di Eletticità Futura sulla riscossione degli oneri si ricordano:

- Rafforzamento delle misure di contrasto alla morosità consapevole del cliente finale migliorando gli strumenti esistenti o introducendone di nuovi, al fine di contrastare il fenomeno sia preventivamente che successivamente al suo manifestarsi.
- Definizione di un rinnovato modello di riscossione degli oneri di sistema che in ottemperanza alle sentenze amministrative in materia (che hanno individuato nel cliente finale l'unico soggetto obbligato a dover garantire gli Oneri di Sistema) manlevi gli operatori della filiera dalla responsabilità del gettito di tali voci.

A riguardo, la soluzione proposta da Eletticità Futura (e non solo) è stata quella di immaginare un soggetto Terzo rispetto alla filiera cui affidare la responsabilità della gestione del gettito degli OdS. Ad Acquirente Unico, in qualità di soggetto pubblico, potrebbe quindi essere affidata la responsabilità del gettito degli OdS e relativi flussi conferendogli, per questo, poteri di esazione per il recupero delle morosità dai soggetti che la generano.

Si tratta di interventi necessari ad evitare onerose ricadute sulla collettività e ad incrementare la fiducia del consumatore finale nel mercato oltre che a ridurre l'esposizione del Sistema e a garantire lo sviluppo di una corretta dinamica concorrenziale fra gli operatori.

Resta fermo che dovranno comunque essere identificate modalità efficienti e tecnicamente percorribili che consentano di reintegrare i venditori degli oneri di sistema non incassati a partire dal 1° Gennaio 2016 (data

di entrata in vigore della disciplina attualmente invalidata dalla giurisprudenza amministrativa) e non più recuperabili.

Revisione tariffe domestiche

Un sistema basato sull'aumento dei corrispettivi unitari per kWh all'aumentare dell'entità dei prelievi è ormai anacronistico (il panorama socio-economico, le politiche energetiche, l'evoluzione tecnologica e la sensibilità degli utenti verso il risparmio delle risorse/gli impatti, sono fortemente mutati rispetto a qualche decennio fa) oltre che singolare rispetto a quelli adottati in altri Paesi Europei.

La progressività è, inoltre, un forte ostacolo all'investimento nell'elettrificazione dei consumi energetici degli utenti (pompe di calore, cucine ad induzione ecc.) che noi auspichiamo, anche in virtù degli innegabili benefici per il sistema a cui porterebbe.

Pertanto è necessario il pieno superamento dell'attuale struttura progressiva della tariffa elettrica, al fine di raggiungere gli obiettivi di efficienza energetica, di semplificazione della bolletta e di comprensione della correlazione tra costo della fornitura e consumi, aspetto importante anche ai fini dello sviluppo del mercato libero.

Per le componenti tariffarie a copertura dei costi di rete la transizione a una struttura tariffaria non più progressiva ma aderente ai costi del servizio ("cost-reflective", in conformità al disposto del decreto legislativo n.102/2014) e, quindi, tale da indurre comportamenti di consumo efficienti, è stata completata con la seconda fase del percorso di gradualità, in vigore dall'1 gennaio 2017, in linea con quanto disposto dalla delibera 582/2015.

Per gli oneri generali di sistema, invece, l'abbandono della struttura tariffaria progressiva è stato solo avviato, riducendo da tre a due gli scaglioni tariffari; nel caso degli oneri generali, non sussistendo criteri di cost reflectiveness, l'Autorità è stata guidata dal criterio di accettabilità sociale delle variazioni tariffarie conseguenti al graduale superamento della struttura progressiva in mancanza di ulteriori indicazioni da parte del decisore politico

Con la segnalazione 733/2017 l'Autorità ha evidenziato che l'adozione di ulteriori previsioni normative con impatto tariffario sulle tariffe dei clienti domestici - più precisamente di previsioni adottate a seguito della decisione della Commissione europea C (2017) 34063 relative alla revisione del meccanismo di agevolazioni per le imprese energivore (di seguito: "disciplina energivori") si sarebbe potuta tradurre in una concentrazione di interventi nel primo trimestre dell'anno 2018. È stato quindi rinviato di un anno il completamento della riforma inerente le componenti a copertura degli oneri generali di sistema per i clienti domestici.

Successivamente, con la delibera 626/2018, l'Autorità ha nuovamente rinviato al 2020 il completamento della riforma per evitare la sovrapposizione nel prossimo anno con gli effetti che deriveranno dalla riattivazione degli oneri generali, parzialmente sospesi negli ultimi 2 trimestri per limitare gli aumenti di spesa dell'energia elettrica.

Ruolo DSO e TSO

Si condivide quanto presente nella Proposta di Piano circa il coinvolgimento del DSO nella gestione delle risorse distribuite. 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 elevati standard di sicurezza e qualità del servizio a tutti gli utenti connessi. In tale contesto:

- il modello del dispacciamento, inizialmente centralizzato, dovrà necessariamente evolvere verso un modello sempre più decentralizzato, sulla base di criteri tecnici di efficienza e sicurezza. Ciò considerando che i flussi energetici netti all'interconnessione fra la rete di trasmissione e le reti di distribuzione, già diminuiti sensibilmente negli ultimi anni, continueranno a ridursi;
- risulterà quindi imprescindibile attuare l'osservabilità delle risorse distribuite rilevanti, innanzitutto da parte del gestore della rete alla quale esse sono connesse, evitando duplicazioni delle infrastrutture di data management e comunicazione;
- per garantire il funzionamento in sicurezza della rete di distribuzione è fondamentale la preventiva validazione sia ex ante che in prossimità del tempo reale da parte del DSO dei servizi offerti dalle risorse distribuite al mercato dei servizi di dispacciamento sulla rete di trasmissione;
- in linea con l'orientamento della Regolazione europea, ai DSO saranno progressivamente assegnati nuovi compiti quali l'approvvigionamento di servizi di flessibilità in immissione e prelievo a livello locale (principalmente ai fini della regolazione della tensione e della risoluzione delle congestioni di rete), massimizzando la hosting capacity a parità di infrastrutture e implementando funzionalità innovative di esercizio temporaneo di porzioni di rete in isola anche per incrementare l'efficacia delle azioni di ripristino del servizio in condizioni di emergenza (resilienza).

Anche questo tema è al momento in corso di consultazione nel DCO 322/2019, che contiene delle proposte anche con riferimento all'evoluzione del ruolo del distributore.

Si ritiene di fondamentale importanza che le infrastrutture e gli investimenti necessari al raggiungimento degli obiettivi del Piano siano valutati secondo una logica output-based, in ottica di efficientamento della spesa, considerando l'impatto atteso sulla bolletta elettrica e del gas. Al fine di selezionare gli investimenti infrastrutturali ottimali, si ritiene necessario che nelle analisi costi-benefici delle infrastrutture di rete dei piani di sviluppo del TSO si faccia riferimento a scenari (o analisi di sensitivity) il più possibile coerenti con gli sviluppi attesi (sia del quadro regolatorio che del mix produttivo), ad esempio considerando l'introduzione del capacity market (e i relativi effetti attesi sull'uplift) e del previsto phase out del carbone in Italia e in Europa (e i conseguenti effetti attesi sullo scenario di import/export).

Inoltre, in ottica di sicurezza e affidabilità del sistema, alcuni dei servizi che potrebbero richiedere nuovi investimenti in infrastrutture di rete possono essere forniti anche da impianti di generazione (inclusi quelli in mothballing/dismissione); si ritiene che gli investimenti necessari per esigenze di rete e di regolazione di tensione (i.e. compensatori sincroni) debbano essere valutati in termini di costi-benefici per la collettività mettendo a confronto l'effetto di tale intervento con tutte le possibili alternative, inclusi i servizi che potrebbero essere forniti da impianti di produzione (sia nuovi che esistenti). Di conseguenza sarebbero da prevedere aste competitive per la fornitura del servizio, in ottemperanza ai criteri di trasparenza e neutralità tecnologica.

Povertà energetica

La L. 124/17 prevede l'adozione di un decreto MiSE per la revisione della tutela per le famiglie in condizioni di disagio. Lo strumento ad oggi esistente del Bonus energia consiste in uno sconto in bolletta rivolto alle famiglie in disagio economico e/o finanziario. Oggi purtroppo solo il 30% dei potenziali beneficiari accede realmente allo strumento a causa della scarsa informazione sull'esistenza del Bonus e dell'elevata complessità dell'iter di ammissione. Si ritiene quindi che sia indispensabile introdurre miglioramenti volti ad ampliare il perimetro degli aventi diritto e a raggiungere tutti i cittadini bisognosi, attraverso una semplificazione dell'accesso allo strumento, ad esempio basata sull'automatizzazione del processo di riconoscimento e di rinnovo. In particolare, si propone:

- Campagna informativa istituzionale (per es. attraverso i media nazionali) sull'esistenza dell'agevolazione e sulle modalità di accesso
- Coinvolgimento delle Associazioni dei Consumatori nella promozione dello strumento e nell'assistenza alla fruizione
- Automatismo per l'ammissione al Bonus per disagio economico, centrato sul ruolo del Sistema Informativo Integrato (SII) che dovrebbe consentire l'incrocio automatico dei dati anagrafici con quelli relativi alle utenze di elettricità e gas. Ciò potrebbe avvenire attraverso l'attivazione di un canale di scambio di informazioni tra INPS, che possiede le informazioni anagrafiche e reddituali dei clienti che hanno ottenuto la certificazione ISEE, ed il SII, che dalle anagrafiche dei clienti può risalire ai dati relativi alle utenze di elettricità e gas

Pieno automatismo anche per il Bonus per disagio fisico, incrociando le informazioni in possesso delle ASL sui clienti che utilizzano apparecchi elettromedicali con quelle del SII.

5. RICERCA, INNOVAZIONE E COMPETITIVITÀ

Si ritiene necessario prevedere un sostegno non solo a tecnologie FER innovative ma anche allo sviluppo di prodotti e servizi digitali e di automazione delle reti, di sistemi che migliorino la programmabilità della produzione e permettano la fornitura di servizi di rete (es. storage) da parte delle FER intermittenti e sistemi intelligenti per la gestione e il monitoraggio del consumo di energia.

In particolare, ad esempio, sarebbe opportuno mettere in campo una molteplicità di strumenti che possano favorire e sostenere l'evoluzione tecnologica e la R&S in tali settori, come il potenziamento dei fondi per la ricerca e l'innovazione esistenti, l'introduzione di contributi all'investimento e/o sgravi fiscali e detassazioni per le imprese private, la semplificazione amministrativa e il sostegno economico per la realizzazione di progetti pilota, l'imposizione di obblighi sempre crescenti in materia di FER sia nel settore pubblico che privato.

Un tassello fondamentale sarà certamente rappresentato dall'innovazione e dalla digitalizzazione, a tutti i livelli, seguendo la rapida evoluzione dell'internet of things. L'integrazione di macchine intelligenti e connesse a Internet nei lavori svolti dagli esseri umani (cd 'sistemi cyber-fisici') così come nella vita di tutti i giorni sta diventando sempre più basilare.

Le applicazioni in campo energetico sono molteplici. Per fare alcuni esempi:

- Sviluppo delle fonti
monitoraggio della effettiva disponibilità delle fonti non programmabili ai fini del controllo e gestione delle reti di distribuzione e trasporto
- Gestione delle reti in ottica "Smart"
Controllo e automazione del sistema per assicurare qualità, stabilità e continuità della fornitura di energia elettrica.
- Consumi Intelligenti e Smart Metering
Utilizzo di apparati di misura ed elettrodomestici dotati di sistemi di connettività che consentano la riduzione del consumo di energia, controllo dei consumi a livello di edifici complessi (condomini) e verifica delle esigenze di consumo (climatizzazione in base alle presenze) per evitare sprechi di energia e diminuire i costi.

Gestione delle “cose” connesse alla rete verificandone da remoto i consumi ed eventualmente reindirizzandoli in momenti differenti.

- Veicoli elettrici

Utilizzo nel trasporto del vettore elettrico consentendo l’ottimizzazione di fasi come l’accumulo di energia da fonte rinnovabili in assetti di consumo limitato o per favorire la gestione dei carichi di rete

Il supporto andrebbe garantito a tutte quelle iniziative che possono favorire la diffusione di tali sistemi che sono in grado, a tutti i livelli, di introdurre significativi miglioramenti delle prestazioni degli impianti di produzione, efficientamento degli usi e in generale progressi rilevanti nella gestione dei flussi di energia e di informazione. Gli strumenti attuativi, anche in questo caso, potrebbero essere molteplici e adottati in maniera calibrata sui diversi soggetti interessati, supportando le diverse fasi di implementazione dei nuovi modelli e sistemi.

Le misure dovranno, in primo luogo, essere mirate a diffondere e sviluppare la cultura del cambiamento, a partire dall’attivazione di percorsi formativi ad hoc, alla promozione di progetti pilota e startup ad alto contenuto d’innovazione che siano in grado di favorire anche l’economia e l’occupazione, passando per campagne per l’individuazione degli attuali limiti alla diffusione, all’introduzione, nella fase immediatamente successiva, di forme di sostegno vere e proprie che possano accompagnare la diffusione di nuovi modelli individuati, quali fondi, contributi, sgravi fiscali e detassazioni per le imprese private e per i cittadini che scelgano di investire in beni materiali e immateriali (software e sistemi IT) funzionali alla trasformazione tecnologica e digitale dei processi. A tal fine, con un approccio di graduale analisi dei costi e benefici delle tecnologie e dei processi innovativi, è utile promuovere progetti pilota e apposite *sandbox* regolatorie.

6. ULTERIORI COMMENTI AL PIANO

Il PNIEC illustra le assunzioni e la metodologia di costruzione degli scenari elaborati a supporto, evidenziando come le analisi siano costruite attorno ad alcune “incertezze critiche”, rappresentate quantitativamente da “variabili chiave” che rappresentano in modo sintetico i drivers fondamentali dell’evoluzione futura del quadro energetico italiano e globale. In particolare, i principali drivers considerati, quali evoluzione del PIL, Valori Aggiunti settoriali e popolazione sono concatenati e sinergici tra loro.

Per la realizzazione degli scenari sono stati quindi utilizzati come set di drivers quelli suggeriti dalla Commissione europea, nel Regolamento Governance, negli orientamenti più recenti condivisi in materia di proiezioni di gas a effetto serra, nonché nel Technical Working Group on National Energy and Climate Plans.

Nelle ipotesi di sviluppo il Piano italiano prende a riferimento i tassi di crescita del PIL adottati nello scenario EUref2016 al 2050, applicando valori medi per quinquennio ai dati storici più recenti disponibili al momento della realizzazione del piano stesso, valore PIL effettivo al 2017.

Rispetto al valore 2017, pari a 1.560 miliardi di euro (2010²), il valore del PIL stimato per il 2030 è pari a 1.875 miliardi di euro (2010), con una crescita media annua di circa l’1,23% e complessiva di circa il 17%. Inoltre, nel PNIEC si ipotizza una crescita della popolazione residente fino a circa 63,3 milioni di persone, rispetto al valore 2017, pari a circa 60,6 milioni di residenti.

² I valori storici del PIL fonte Eurostat sono espressi in mln€ (valori concatenati - anno di riferimento 2010).

A partire da tali ipotesi assunte è possibile stimare una crescita del PIL pro capite che passa da circa 26 keuro/anno al 2017 a circa 30 keuro/anno al 2030, con una crescita complessiva nel periodo di circa il 15%.

In termini settoriali, emerge inoltre una stima di forte crescita del valore aggiunto derivante dal settore dei Servizi e da quello delle Costruzioni, mentre viene ipotizzata una crescita ben più limitata per il settore Energetico (cioè “*Electricity, gas, steam and air conditioning supply*”) e Industriale.

Rispetto al quadro macroeconomico preso a riferimento, si osserva che in linea generale la crescita dell’economia costituisce condizione di fondo per lo sviluppo del settore energetico tramite politiche “*ad alto valore aggiunto*” quali quelle rivolte all’efficienza, allo sviluppo delle fonti rinnovabili e al ripensamento della mobilità.

Appare allora opportuno verificare il legame tra le ipotesi di crescita del PIL e quelle di sviluppo degli investimenti nei comparti citati, al fine di evidenziare eventuali criticità sorgenti da tassi di sviluppo del PIL inferiori a quanto ipotizzato.

Sotto questo profilo, appare utile introdurre nello stesso Piano eventuali misure correttive da adottare nel caso in cui lo sviluppo economico effettivo renda non disponibili le risorse necessarie per l’evoluzione prevista nel settore energetico, renda più economicamente attraenti differenti linee di investimento o induca minori opportunità e necessità d’investimento a parità di valorizzazione dei target assunti come obiettivo del PNIEC.

Appare infatti indubbio che le previsioni di sviluppo economico alla base dei target contenuti nel PNIEC siano decisamente non in linea con il trend registrato dal sistema Italia negli ultimi anni, come evidente dal grafico seguente che mostra variazioni dei principali drivers per il periodo 2005-2017 e 2017-2030.

