

m ante.DVA.REGISTRO UFFICIALE.I.0025055.02-10-2019

Con riferimento al Comunicato della Presidenza del Consiglio dei Ministri, recante "Avvio della consultazione della procedura di valutazione ambientale strategica del «Piano nazionale integrato per l'energia e il clima", pubblicato nella Gazzetta Ufficiale del 3 agosto u.s., si trasmette il documento di osservazioni predisposto da Confindustria.



CONFINDUSTRIA

Consultazione della procedura
di Valutazione Ambientale
Strategica del “*Piano
nazionale integrato per
l'energia e il clima*”

Ottobre 2019

Sommario

Premessa.....	2
Considerazioni generali	Errore. Il segnalibro non è definito.
Considerazioni puntuali	4
1. DECARBONIZZAZIONE	4
Emissioni e assorbimento di gas ad effetto serra.....	4
Energie rinnovabili – Settore elettrico.....	6
Energie rinnovabili – Settore Termico	15
Energie rinnovabili – Settore Trasporti.....	18
2. EFFICIENZA ENERGETICA	19
3. SICUREZZA ENERGETICA.....	21
4. MERCATO INTERNO DELL'ENERGIA.....	24
5. RICERCA INNOVAZIONE COMPETITIVITÀ	29
6. ULTERIORI COMMENTI AL PIANO	30

Premessa

Accogliamo positivamente gli ambiziosi obiettivi energetici indicati all'interno del documento sul PNIEC e che il Paese dovrà perseguire, nei prossimi 10 anni, in tema di decarbonizzazione, efficienza energetica e politica ambientale. Intendiamo quindi fornire il nostro contributo e il nostro apporto tecnico nell'ambito di questa consultazione pubblica.

Bisogna, però, premettere che l'Italia è storicamente un Paese povero di materie prime famoso più per l'industria di trasformazione che per la produzione nazionale. L'industria, del resto, assorbe tutta la produzione nazionale e importa dall'estero quantitativi importanti di materie prime da lavorare in Italia, che in molti settori rappresentano più del 50% delle materie prime per soddisfare il fabbisogno interno più le esportazioni. Inoltre, sia in termini di incidenza percentuale delle emissioni di CO₂ sul PIL che in termini di emissioni pro-capite, la nostra economia, dal confronto con gli altri Paesi europei, risulta tra le più virtuose. Infine il settore manifatturiero italiano, in termini di uso efficiente delle risorse energetiche, è al primo posto in Europa. Questi dati confermano che l'economia italiana ed il settore manifatturiero hanno già dato un contributo significativo alle politiche di decarbonizzazione condivise in sede Comunitaria.

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

Si ritiene importante, inoltre, che l'analisi costi-benefici, tenga conto delle esternalità, per valutare il grado di efficienza ed efficacia che il Piano si propone di apportare al Sistema Paese. In tal senso, sia il legislatore comunitario che quello nazionale hanno più volte ribadito l'importanza e la coerenza di tale analisi, soprattutto con riguardo all'informazione ambientale che, per sua natura, riveste un carattere di preminente interesse pubblico. Com'è noto, infatti, il D.lgs.195/2005, *recante "Attuazione della direttiva 2003/4/CE sull'accesso del pubblico all'informazione ambientale"*, disciplina proprio il più ampio diritto di accesso a tale tipo di informazioni, nella massima trasparenza e per l'intera materia dell'informazione ambientale che comprende anche *"le misure politiche ed amministrative che incidono o che possono incidere sugli elementi sopradetti, le relazioni sull'attuazione della legislazione ambientale, le analisi costi-benefici usate nell'ambito delle misure adottate¹(...)"*. Il suddetto D.lgs. definisce le "analisi costi-benefici" ed altre analisi ed ipotesi economiche, come strumenti usati nell'ambito delle misure e delle attività disciplinate dal medesimo provvedimento, tra cui rientrano anche i Piani, come prevede espressamente l'articolo 2, comma 1, lettera a) numeri 3 e 5. Ne consegue che al fine di garantire il diritto di accesso a tali

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

informazioni, oltre che la più ampia trasparenza nella loro messa a disposizione al pubblico, come prevede la legge, sarà necessario effettuare l'analisi costi-benefici dell'intero documento.

La *Governance* degli strumenti è fondamentale per garantire la fattibilità tecnica degli interventi previsti, ossia la concreta raggiungibilità di determinati target assicurando nel contempo la sicurezza del sistema ed economicità ovvero rispettando la sostenibilità economica di determinate scelte di politica energetica. La razionalizzazione del PNIEC sul piano della doppia *Governance* è fondamentale per la transizione verso un'economia decarbonizzata sul piano della sicurezza energetica. Gli obiettivi al 2030, infatti, devono essere considerati come una tappa intermedia verso una piena decarbonizzazione entro il 2050. Le fonti convenzionali garantiranno ancora la sicurezza e la continuità della fornitura di energia, anche se è previsto un progressivo calo di fabbisogno di tali fonti convenzionali, sia per la crescita delle rinnovabili che per gli incrementi attesi dell'efficienza energetica. Come pure nel settore dei trasporti, si prevede una progressiva crescita di utilizzo di biocarburanti avanzati, di carburanti alternativi, ivi incluso lo sviluppo dell'elettrificazione della mobilità stradale.

Altrettanto fondamentale per la transizione verso un'economia decarbonizzata è il tema dell'economia circolare. Il Piano appare carente di una rappresentazione organica del tema dell'economia circolare e del suo ruolo cruciale nella decarbonizzazione e nel raggiungimento dei target europei al 2050. Al fine di favorire uno *shift* verso un modello di sviluppo *low carbon*, sarà necessario definire una strategia sulle iniziative di circolarità nel processo di decarbonizzazione, invece di posticiparle al recepimento del relativo pacchetto di direttive.

Considerazioni puntuali

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, si 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 111 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 potrebbero introdurre anche nei settori ETS diverso 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.

Il tema della riduzione delle emissioni cimalteranti è strettamente correlato alla generazione di energia elettrica, ovvero la crescita della quota afferente alle risorse rinnovabili e la contrazione delle tecnologie maggiormente emmissive. Si condivide in tal senso la previsione di *phase out* del carbone, ma si ritiene che l'uscita dalla generazione a carbone debba essere gestita con cautela nel 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, 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.

Il phase out dal carbone anticipato al 2025, rispetto alla data del 2030 fissata dagli obiettivi europei, sia deve essere inoltre calato adeguatamente nelle peculiari situazioni regionali, con particolare riferimento alla Sardegna.

Nell'isola, infatti, l'abbandono completo del carbone non sarà attuabile nel 2025 se non in presenza di interventi e investimenti specifici che

salvaguardino le attività economiche e produttive esistenti e gli importanti investimenti industriali già programmati.

In assenza di interventi strutturali che compensino la produzione da carbone l'isola rischia infatti una deprivazione energetica che potrebbe portare alla chiusura degli stabilimenti produttivi esistenti, con perdita di migliaia di posti di lavoro, ed alla cancellazione di quei pochi, importanti progetti di investimento che ancora caparbiamente resistono nonostante le difficoltà.

Affinché il sistema energetico regionale operi in sicurezza, infatti, la potenza erogata dalle due centrali a carbone attualmente attive in Sardegna (Portovesme e Fiume Santo) deve essere necessariamente compensata attraverso l'utilizzo di altre fonti energetiche, ma:

- la sostituzione integrale con energie rinnovabili non è perseguibile per limiti tecnici, ambientali e temporali;
- la realizzazione della nuova interconnessione elettrica Sardegna-Sicilia-Continente richiede una tempistica che andrà certamente ben oltre il 2025, se non oltre il 2030;
- in ogni caso non è possibile procedere ad una elettrificazione totale dell'isola poiché esistono settori ed attività nei quali è indispensabile l'energia termica;
- l'assenza del metano impedisce una riconversione a gas delle centrali esistenti.

Per tali ragioni il tema della decarbonizzazione, in Sardegna, risulta strettamente legato a quello della metanizzazione. La Sardegna ha necessità non solo del metano, ma anche di una rete di interconnessione interna e con gli approdi costieri che tra l'altro:

- eviterebbe la creazione di mercati isolati e dunque il rischio di monopoli nonché di tariffe differenziate nelle diverse aree dell'isola;
- assicurerebbe un congruo livello di sicurezza negli approvvigionamenti, non legati ad un singolo deposito o terminale come nel caso delle reti isolate;
- eviterebbe un incremento del traffico pesante derivante dalla distribuzione del GNL, con sovraccosti ambientali in termini soprattutto di emissioni e sicurezza stradale;
- favorirebbe la riconversione delle centrali a carbone, per le quali è indispensabile sicurezza, continuità e adeguatezza della fornitura di gas.

Si ritiene fondamentale che la transizione energetica, debba affiancarsi anche il contributo degli impianti alimentati a gas naturale (CCGTs, Turbogas, ecc..) così da consentire una radicale decarbonizzazione del settore energetico italiano, garantendo al contempo sicurezza degli approvvigionamenti e competitività.

Le previsioni di nuova capacità gas, stimate nel piano pari a 3 GW, potrebbero essere anche 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. Le misure per il settore elettrico dovrebbero essere finalizzate a sostenere la realizzazione di nuovi impianti e a valorizzare il parco impianti esistenti, salvaguardandone il funzionamento in condizioni sempre più efficienti. Tali misure dovrebbero includere interventi di carattere regolatorio ed amministrativo volti a superare gli ostacoli oggi esistenti, calibrati sulla base della tipologia di intervento (nuova costruzione o ricostruzione), delle dimensioni degli impianti e dello stato di sviluppo delle diverse tecnologie considerate.

Inoltre, è fondamentale 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.

Energie rinnovabili – Settore elettrico

- Target FER

Guardiamo con favore all'obiettivo nazionale del raggiungimento di una percentuale di produzione di energia da fonti rinnovabili nei consumi finali lordi di energia pari al 30%, in linea con l'obiettivo del 32% previsto dalla Direttiva (UE) 2018/2001 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (cd. RED II) e, nel settore dei trasporti, del 21,6% a fronte del 14% previsto dalla RED II.

In Italia, come evidenziato nel PNIEC, nel 2017 la quota raggiunta di consumi finali lordi complessivi di energia da fonti energetiche rinnovabili (ovvero la grandezza introdotta dalla Direttiva 2009/28/CE cd. RED - per i target UE sulle FER) si attesta attorno al 18,3%, valore superiore all'obiettivo assegnato all'Italia dalla RED per il 2020, pari al 17%. Il conseguimento anticipato di tale obiettivo è un chiaro indice di come il nostro Paese, grazie allo sforzo delle aziende del settore che hanno dato attuazione alle politiche ambientali adottate dall'Italia, stia percorrendo la strada giusta e oggi sarebbe opportuno, pertanto, garantire che la continuità sia alla base del percorso per raggiungere gli sfidanti obiettivi al 2030.

- Snellimento Autorizzazioni e Governance Stato-Regioni

In accordo alla strategia di incremento della capacità FER e all'attuazione del PNIEC risulta fondamentale, in primo luogo, considerare la definizione delle misure necessarie a consentire:

1. il rispetto rigoroso delle tempistiche previste dalla normativa vigente (rif. D.Lgs. 387/2003 e s.m.), per quanto concerne gli iter autorizzativi per la realizzazione di nuovi impianti;
2. la semplificazione degli iter autorizzativi relativi agli interventi su impianti esistenti;
3. la condivisione degli obiettivi del PNIEC con Regioni ed enti locali, provvedendo in particolare alla definizione di criteri sulla cui base ciascuna Regione e Provincia autonoma individua le superfici e aree idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili, come previsto dal Rapporto ambientale.

Per quanto concerne (1) gli **iter autorizzativi per la realizzazione di nuovi impianti**, si osserva una tempistica autorizzativa media significativamente più elevata rispetto ai tempi, teorici, previsti dalla normativa vigente, sia per impianti fotovoltaici, ma soprattutto per impianti eolici. Con riferimento specifico a questi ultimi, le evidenze di tali necessità divengono ancora più forti se si confrontano i tempi effettivi per l'ottenimento di autorizzazioni in Italia con quanto accade in altre realtà del Mondo: in Italia, il periodo medio necessario raggiunge i 5 anni², con punte di 7/9 anni e, peraltro, pari a due, tre e fino a dieci volte (caso Brasile) tanto quanto avviene in altri Paesi del Mondo³. Tali fattori non supportano evidentemente lo sviluppo della capacità rinnovabile in Italia con i tempi attesi dagli scenari nazionali e, peraltro, tali impatti sono amplificati dalla disomogeneità registrata, de facto, nel processo autorizzativo delle diverse Regioni Italiane coinvolte.

Pertanto, si ritiene necessario e opportuno prevedere e implementare misure che abilitino processi autorizzativi che, in sede di applicazione effettiva della normativa a livello regionale (e centrale, date le soglie delle taglie di competenza), siano in termini di tempistiche:

- (a) maggiormente coerenti con gli obiettivi di nuova capacità rinnovabile previsti a livello Paese (PNIEC);
- (b) aderenti a quanto previsto teoricamente *ex lege* in Italia.

In riferimento a ciò, al fine di facilitare e velocizzare i procedimenti di Autorizzazione Unica delle FER, si ritiene fondamentale perseguire il rispetto dei seguenti termini normativi:

- i **termini di perentorietà previsti nelle procedure autorizzative ambientali** ex d.lgs. n. 152 del 2006, in seguito alle modifiche introdotte dal d.lgs. n. 104 del 2017 che, per quanto

² Elaborazione interna da campione di 27 progetti con taglie da 7 a 88 MW (Fonte BUR).

³ Brasile (6 mesi), Cile (18 mesi), Messico, Germania e Spagna (24 mesi), Marocco (36 mesi) – Elaborazione Enel, dati medi (Fonte Enel).

concerne in particolare il processo di **Valutazione d’Impatto Ambientale**, vanno da un minimo di 180 giorni ad un massimo di 585 giorni;

- il **termine perentorio dei 90 giorni per quanto concerne il Procedimento d’Autorizzazione Unica**, come stabilito dall’art. 12, comma 4, d.lgs. n. 387 del 2003, al netto di quanto riportato al punto precedente.

Si suggerisce inoltre 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. L’iter temporale dei procedimenti autorizzativi sopra elencati, anche considerando eventuali richieste di integrazione alle diverse istanze, raggiungerebbe la durata massima di poco meno di 2 anni, significativamente inferiore alla media osservata nei progetti eolici italiani, come già sopra riportato. Resterebbe evidentemente il tema di snellire ulteriormente l’iter per consentire che tali processi supportino adeguatamente lo sviluppo atteso secondo il *timing* degli obiettivi Paese.

Si evidenzia inoltre come sia fondamentale introdurre specifiche semplificazioni autorizzative per le isole minori, che 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/giustificabili alla luce delle moderne tecnologie disponibili sul mercato. 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.

La sfida sicuramente ambiziosa di raggiungimento dei target del PNIEC, per la quale la tecnologia eolica sarà chiamata a ricoprire, insieme al fotovoltaico, un ruolo primario nel mercato elettrico, non potrà che essere raggiunto affiancando allo sviluppo di nuove installazioni sul territorio nazionale, iniziative di Integrale Ricostruzione, Rifacimento Totale e Rifacimento Parziale volte a consentire il rinnovamento e l’efficientamento del parco esistente e quindi il prolungamento del suo ciclo di vita, cogliendo al contempo opportunità virtuose in ottica di sviluppo sostenibile, LCA ed applicazione dei principi di economia circolare.

A tal proposito, risulta necessaria l’implementazione di misure effettive per (2) la **semplificazione dei processi autorizzativi relativi ad interventi su impianti esistenti**, in modo da distinguerli dall’iter autorizzativo previsto per un nuovo impianto (D.lgs. 387/2003); nello specifico, bisogna perseguire la definizione di regole più chiare e uniformi nel panorama nazionale regionale, coerentemente con gli snellimenti procedurali previsti dal d.lgs. n. 28 del 2011, art. 4, comma 6, e art. 5 comma 3, attraverso l’individuazione di “requisiti di accesso” alle procedure semplificate a favore di:

- **progetti già autorizzati** e non ancora realizzati che a seguito della finalizzazione dell’iter, spesso protrattosi a lungo, possono necessitare di **varianti di progetto** che mirano all’aggiornamento tecnologico rispetto allo stato dell’arte (e quindi ad un migliore e più efficiente sfruttamento delle potenzialità della risorsa rinnovabile), alla valorizzazione dei siti già oggetto di investimenti e alla minimizzazione dell’impatto delle installazioni sul territorio; tali interventi permettono di valorizzare al meglio le risorse naturali del territorio e rafforzare il rapporto fra impianto, tessuto socio-economico e ambiente.

In tale contesto si ritiene necessaria l’**approvazione di una linea guida nazionale** (Decreto Ministeriale previsto dal D.lgs. 28/2011, art.5, comma 3, mai pubblicato) **che permetta di distinguere la variante “non sostanziale”** di un impianto (autorizzabile con Procedura Abilitativa Semplificata) da una **variante “sostanziale”** (assoggettata ad Autorizzazione Unica), che rende complessa la gestione

dell'eventuale sostituzione di una turbina autorizzata, nel frattempo tecnologicamente superata, con una nuova "state of the art", rimettendo in discussione il lungo processo autorizzativo già affrontato; esistono quasi 3.000 MW di progetti eolici autorizzati in Italia con Autorizzazione Unica ma non ancora realizzati in quanto in attesa di approvazione di variante, che avendo previsto turbine di 1 o addirittura 2 generazioni fa, comporterebbero maggiori costi, minore produzione di energia elettrica rinnovabile, maggiore consumo del territorio (per strade, fondazioni) e maggiore impatto visivo ("effetto selva").

In assenza del citato decreto, qualsiasi variazione/intervento di sostituzione di pannelli fotovoltaici o di una turbina eolica con una caratterizzata da maggiore potenza unitaria (a prescindere dalla riduzione del numero complessivo di turbine rispetto al progetto inizialmente autorizzato) o la sola sostituzione delle pale di una turbina con altre di lunghezza leggermente maggiore, rischia di essere identificato come variante "sostanziale", da sottoporre all'iter autorizzativo ordinario ed alle connesse verifiche ambientali. Occorre pertanto superare il vincolo anacronistico disposto dal D.lgs. 28/2011, che considera gli interventi di modifica "non sostanziali" solo se realizzati su impianti fotovoltaici, idroelettrici ed eolici esistenti che non comportano variazioni fisiche degli apparecchi, della volumetria delle strutture e dell'area destinata ad ospitare gli impianti stessi, sottoponendo di fatto ogni intervento che comporti una variazione (in aumento) delle dimensioni originariamente occupate dal progetto, vale a dire delle macchine (pannelli, aerogeneratori, turbine) nonché dalle opere connesse e dalle infrastrutture indispensabili alla costruzione ed esercizio dell'impianto, ad un procedimento di autorizzazione e/o di valutazione ambientale, ordinario, con presumibili iter complessi e lunghi tempi di approvazione;

- progetti di **Integrale Ricostruzione**, con o senza Potenziamento; la sostituzione di vecchi aerogeneratori con turbine eoliche di nuova generazione migliora il dispacciamento dell'energia prodotta e permette una migliore interfaccia degli impianti con la rete elettrica, oltre che di produrre, attraverso le nuove tecnologie, una riduzione della potenza acustica emessa per singolo aerogeneratore.

La tecnologia oggi disponibile, nel caso di Integrale Ricostruzione degli impianti eolici più obsoleti, consente inoltre un incremento fino a 3 volte dell'energia producibile, a fronte di una diminuzione drastica del numero di aerogeneratori presenti nel sito interessato e di una conseguente riduzione dell'occupazione del suolo, eliminando il cosiddetto "effetto selva", risultando in un notevole impatto positivo a livello paesaggistico e ambientale. Tali iniziative sono da considerarsi automaticamente migliorative sotto il profilo ambientale, quindi non soggette né a VIA, né ad autorizzazione paesaggistica, se:

- sono realizzate a parità di suolo occupato;
 - nel caso della tecnologia eolica, consentono di ridurre il numero degli aerogeneratori rispetto a quelli esistenti, a fronte di un incremento del loro diametro e dell'altezza, tale da garantire la massimizzazione della produzione energetica, indipendentemente dal fatto che vi sia o meno un aumento della potenza installata (Potenziamento).
- progetti di **Rifacimento** (Parziale o Totale) di impianti esistenti, attraverso l'ammodernamento dei componenti principali con tecnologie innovative che consentono l'ottimizzazione della gestione dei servizi e delle risorse locali, con importanti benefici ambientali ed economici; tali interventi sono da considerarsi automaticamente migliorativi sotto il profilo ambientale, quando:
 - Il numero degli aerogeneratori non aumenta e il layout dell'impianto resta sostanzialmente invariato;
 - A prescindere dalla potenza nominale risultante dalle modifiche, la lunghezza delle pale dei singoli aerogeneratori non aumenta più del 15%.

Per quanto riguarda il terzo punto, all'interno del Rapporto Ambientale viene enfatizzato come sia *"in fase di definizione una proposta di norma che delega il Governo a recepire la direttiva sulle fonti rinnovabili"*.

Uno dei criteri di delega della proposta è il seguente: *“promuovere una adeguata **condivisione degli obiettivi con Regioni, Province autonome ed enti locali, provvedendo in particolare alla definizione, d’intesa con la Conferenza unificata, di criteri sulla cui base ciascuna Regione e Provincia autonoma individua le superfici e aree idonee e non idonee per l’installazione di impianti a fonti rinnovabili, in misura adeguata al raggiungimento degli obiettivi indicati nel piano nazionale integrato per l’energia e il clima e in coerenza con le esigenze di tutela delle aree agricole, del paesaggio, della qualità dell’aria e dei corpi idrici”***.

Tale passaggio riveste un ruolo chiave per abilitare l’effettiva implementazione di azioni concrete, volte a perseguire gli obiettivi sfidanti del PNIEC. Si ritiene infatti di fondamentale importanza che le singole Regioni Italiane si attengano al rispetto delle tempistiche individuate all’interno della normativa vigente, evitando la **componente di discrezionalità associata alla gestione regionale degli iter autorizzativi**, in termini di:

- governance del processo autorizzativo all’interno degli Uffici Regionali competenti,
- applicazione di alcuni indirizzi emanati a livello locale (ad es. dalle sovrintendenze locali) non sempre riconducibili a criteri oggettivi o connessi con i target del PNIEC,
- tempistiche espletative
- criteri per la determinazione della tipologia di variante autorizzativa (sostanziale, non sostanziale)

Al fine di rendere possibile l’attuazione degli obiettivi previsti dal PNIEC, è inoltre necessario Il **trasferimento dei target del Piano Nazionale all’interno dei Piani Regionali**. Per quanto concerne il cosiddetto **Burden Sharing Regionale**, e l’individuazione delle **aree ritenute maggiormente idonee** e strategiche a livello regionale per lo sviluppo di impianti a fonte rinnovabile, nell’intento di perseguire un beneficio economico per il Sistema elettrico e per il consumatore finale, si ritiene cruciale tenere in considerazione la disponibilità della risorsa rinnovabile, l’accessibilità dei siti, nonché la presenza, ed in secondo luogo la disponibilità, delle reti di trasmissione e distribuzione in prossimità. L’effetto che quest’ultimo può determinare sulla potenziale riduzione dell’impatto ambientale è significativo, considerando l’impatto elettromagnetico e visivo associato alle infrastrutture elettriche.

Si concorda sulla possibilità di individuare aree maggiormente idonee alla realizzazione degli impianti - a fronte di valutazioni su disponibilità della risorsa, caratteristiche della rete e degli interventi previsti sulla stessa, 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.

L’individuazione delle aree maggiormente idonee dovrebbe includere anche la definizione delle aree marine ritenute maggiormente idonee per lo sviluppo della tecnologia eolica offshore, in relazione ai vincoli BBCC, paesaggistici, ambientali, turistici, faunistici esistenti, al fine di indirizzare e veicolare lo sviluppo nei siti di maggiore interesse ed evitare il prolungamento degli iter autorizzativi associati.

In generale si ritiene che i siti in cui sono già presenti impianti FER debbano automaticamente qualificarsi come “aree a vocazione energetica”. Si segnala altresì 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 idroelettrico⁴.

L'utilizzo per lo sviluppo rinnovabile di aree degradate o da riqualificare risulta prioritario, ma non deve risultare un vincolo o una prerogativa per l'accesso allo sviluppo di nuova capacità rinnovabile, onde evitare ostacoli evidenti al raggiungimento degli obiettivi Paese riportati nel PNIEC. Nella pianificazione dello sviluppo di nuovi impianti a fonte rinnovabile, si ritiene essenziale e pienamente condivisibile il rispetto di tutti i vincoli vigenti legati alla tutela del suolo e delle aree interessate, del patrimonio forestale, di flora, fauna e biodiversità, nel pieno rispetto dei Piani Paesaggistici regionali. L'impiego del suolo non soggetto a vincoli per lo sviluppo rinnovabile riveste altresì un ruolo, consono con il perseguimento degli obiettivi al 2030 fissati per l'Italia nel PNIEC, seppur decisamente limitato. Basti pensare che l'impiego del suolo correlato all'intera capacità rinnovabile installata prevista al 2030 è stimato per meno dello 0,5% del suolo italiano⁵, inferiore rispetto all'impiego sul suolo che attualmente genera l'intera rete stradale italiana⁶. Si stima, altresì, che l'impatto sull'occupazione del suolo generato dalla nuova capacità rinnovabile utility scale prevista al 2030 sia pari allo 0,2%⁷ della superficie italiana.

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 favorisce 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. L'impiego di tali aree per lo sviluppo rinnovabile determina un impatto positivo sul territorio, tra cui si possono citare la creazione di posti di lavoro, la formazione di nuove competenze e lo sviluppo del tessuto industriale locale. Infine, si generano ricadute sociali ed economiche grazie allo sviluppo delle imprese locali e dell'indotto legato allo sviluppo ed esercizio degli impianti stessi. Inoltre, come evidenziato dagli impianti recentemente sviluppati a livello internazionale, la possibilità di sviluppare su base utility scale consente di ottimizzare le economie di scala e favorire la competitività del sistema economico con significative riduzioni dei costi in parity grid.

⁴ 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.

⁵ Elaborazione interna Enel

⁶ Nel 2017 il consumo di suolo relativo alle coperture artificiali è stato pari a circa 23000 km² (Fonte: ISPRA, "Territorio, Processi e Trasformazioni in Italia", Rapporti 298/2018), ovvero l'8% della superficie italiana. Delle coperture artificiali, il 40% è dovuto alle strade asfaltate e sterrate che, secondo dati ISPRA al 2016, occuperebbero circa 9000km², il 3% della superficie italiana (302.000 km² superficie italiana, fonte ISTAT).

⁶ Elaborazione interna Enel: la capacità addizionale prevista per lo sviluppo di nuovo eolico e fotovoltaico a terra, al fine di raggiungere gli obiettivi al 2030, potrebbe impattare per un ulteriore 0,2% della superficie italiana, con un consumo suolo stimato pari allo 0,4% della superficie nazionale.

Legata al tema delle autorizzazioni e delle politiche territoriali risulta essere l'accettazione sociale degli impianti a fonti rinnovabili, per migliorare la quale 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.

- *Sistemi di supporto e di mercato*

Con l'attesa progressiva riduzione dei costi di investimento degli impianti di generazione rinnovabile elettrica, si auspica un sempre minore ricorso nel tempo ai meccanismi di supporto ed una completa partecipazione delle diverse fonti al mercato. Nel breve termine riteniamo opportuno mantenere i programmi governativi per il sostegno alle rinnovabili assegnati mediante processi pubblici competitivi (aste al ribasso) che assegnino contratti per differenza a due vie rispetto al valore strike offerto (CFD a 2 vie). ed Nel medio termine, lo sviluppo e la diffusione di strumenti di mercato come i contratti di lungo termine (PPA), potrebbe invece rappresentare una delle modalità preferenziali per l'ulteriore incremento della generazione da fonti rinnovabili, anche grazie alla necessaria riforma complessiva del mercato elettrico in un'ottica *fit for RES*.

Nel periodo 2021-2030, qualora risultino necessarie forme residue di stabilizzazione dei ricavi per la generazione elettrica rinnovabile, si ritiene opportuno prevedere che i sistemi di sostegno, in linea con le disposizioni dell'art. 4 della Direttiva RED II, siano basati su procedure di gara aperte, trasparenti, competitive, non discriminatorie, tecnologicamente neutrali e strutturate in modo da renderne espliciti costi e benefici.

In un'ottica di neutralità tecnologica, gli schemi di supporto di tutte le diverse fonti devono promuovere l'integrazione di energia da fonti rinnovabili nel mercato evitando pericolose distorsioni del mercato elettrico e tenendo in considerazione i possibili costi di integrazione e stabilità della rete. Strumenti di supporto specifici potranno essere previsti per le tecnologie innovative, al fine di meglio intercettarne la struttura di costo, ed agendo in particolare sul piano dei finanziamenti delle attività di ricerca e sviluppo. La logica generale di neutralità tecnologica potrebbe essere temperata prevedendo forme di mitigazione dei rischi legati a possibili congestioni sulle reti di trasmissione e distribuzione localizzati in particolari aree del territorio nazionale o in particolari momenti della giornata. A tal proposito, dopo idonea valutazione costi/benefici rispetto al decongestionamento della rete e alla disponibilità della fonte rinnovabile, potrebbero essere adottate forme di pianificazione territoriale e considerati contingenti minimi di salvaguardia per tecnologia all'interno del contingente, al fine di garantire lo sviluppo di un mix

produttivo equilibrato. Sarebbe pertanto fondamentale che le società di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica mettessero a disposizione, con nei futuri piani di sviluppo infrastrutturale le valutazioni costi/benefici che partano dall'analisi del grado di saturazione delle infrastrutture di rete e del grado di over generation, in modo tale che gli investitori possano cogliere le opportunità offerte dall'abbinamento di impianti rinnovabili a sistemi di stoccaggio dell'energia.

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.

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. A tal fine, si ritiene 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 per impianti di piccolissima taglia, ma anche per quelle fonti che, pur non presentando necessariamente un alto potenziale innovativo, abbiano costi di gestione molto elevati (tra cui, ad esempio, bioenergie e geotermia).

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

Da un punto di vista tecnologico, inoltre, va considerato che gli obiettivi fissati nel PNIEC riguardano il raggiungimento di determinate quote di energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile. Per quanto concerne in particolare la tecnologia fotovoltaica a terra, al fine di perseguire gli obiettivi sopracitati ed accelerarne il raggiungimento, risulta cruciale massimizzare l'energia prodotta dagli impianti. Tale scenario può essere raggiunto grazie all'adozione di soluzioni, come ad esempio, di c.d. *tracker* - non solo per impianti di nuova costruzione, ma anche per il rifacimento di impianti esistenti - che permettono di massimizzare la quantità di energia prodotta. Rispetto a soluzioni tradizionali c.d. *fisse*, la soluzione *tracker* richiede accorgimenti impiantistici che prevedono una maggiore distanza tra le strutture, richiedendo l'installazione su estensioni di terreno maggiori a fronte di un notevole incremento della producibilità.

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). Ciò considerando l'opportunità di valorizzare (attraverso sistemi di upgrading) la filiera del biogas, che ha visto un importante sviluppo in anni recenti e presenta un importante patrimonio di impianti di digestione anaerobica, ma anche la possibilità di 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). Il biogas da discarica potrebbe inoltre permettere, la valorizzazione energetica di rifiuti e scarti di origine organica, caposaldo dell'economia circolare.

Come evidenziato in precedenza 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.

Tuttavia, i Power Purchase Agreement dovrebbero restare nell'ambito dell'accordo tra soggetti privati, escludendo un ruolo attivo della Pubblica Amministrazione con effetti di socializzazione dei rischi assunti sugli oneri di sistema, con ricadute sui costi energetici dei consumatori. In relazione al progressivo incremento della produzione elettrica rinnovabile, meriterebbe un ulteriore approfondimento il tema dell'indicizzazione dei prezzi in riferimento al mercato all'ingrosso (PUN), il cui valore è oggi formato, per la maggior parte delle ore, da impianti termoelettrici. Si dovrebbe infatti evitare il rischio di utilizzare un indicatore in prospettiva sempre meno liquido e riferito a caratteristiche di costo differenti (costi fissi e costi variabili). Dovrà essere quindi definito un quadro legislativo e regolatorio stabile nel tempo che stimoli lo sviluppo di contratti PPA tra privati con un intervallo temporale fino a 15-20 anni (produttori e consumatori), risolvendo le incertezze relative ad alcuni vincoli affermati dalla Commissione Europea in precedenti procedure antitrust ("*vertical foreclosure*" ex Regolamento 330/2010 e limiti di 5 anni alla durata dei contratti nel settore).

Si ritiene comunque opportuno ribadire che i PPA sono uno strumento per lo sviluppo di un mercato FER autonomo e concorrenziale, da stimolare sempre in una logica di mercato e non di incentivazione, evitando interventi regolatori che rischiano di ingessare questo strumento.

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.

- *Repowering e Revamping degli impianti rinnovabili*

Come già evidenziato, per raggiungere gli obiettivi al 2030 sarà necessario prevedere l'installazione di nuova capacità rinnovabile ma, al contempo, mantenere in esercizio e incrementare l'energia prodotta dai siti esistenti. Con particolare riferimento alle installazioni esistenti le disposizioni sul rinnovamento (*revamping*) dovranno essere affiancate da sistemi di promozione dell'incremento di potenza (*repowering*), visti i potenziali benefici inerenti l'utilizzo delle aree geografiche ove sono maggiormente presenti le fonti rinnovabili, legati all'efficienza delle apparecchiature. Si auspica in tal senso l'introduzione di procedure autorizzative semplificate e l'adozione di modifiche normative a livello centrale 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 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 degli apparecchi, 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 di dimensioni fisiche degli apparecchi, della volumetria delle strutture e dell'area destinata ad ospitare gli impianti stessi e 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 a livello centrale - 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.

Si potrebbero in particolare effettuare interventi di “innovazione tecnologica” specie per gli impianti che presentano una produttività inferiore alla media, Ad esempio per quanto riguarda gli interventi sugli impianti fotovoltaici a terra, nel caso non si vadano a modificare gli elementi essenziali previsti nell'autorizzazione unica concessa per la costruzione dell'impianto originario, ovvero area autorizzata, altezza delle strutture, tipo di ancoraggio al suolo etc. etc., si possa procedere con la sola comunicazione allo sportello unico e silenzio/assenso decorsi 30 gg dalla presentazione.

Quanto sopra vale anche per gli impianti alimentati da bioenergie per i quali, a fronte del contributo dato al soddisfacimento dei fabbisogni elettrici e termici, la scadenza del periodo incentivante rischia di essere estremamente critica, poiché condizionati dall'acquisto di *feedstock*. Trattandosi di impianti già realizzati e dall'investimento ammortizzato - perlopiù caratterizzati da tecnologie ed impianti non obsoleti e eserciti in condizioni efficienti - che possono metter al servizio del sistema un elevato livello di programmabilità della produzione, potrebbero essere istituiti meccanismi che ne rendano possibile il mantenimento dell'esercizio alla scadenza degli incentivi (in accordo con quanto previsto dall' art. 24, comma 8 del D.Lgs. n. 28/2011) e sino al termine della vita utile, ad esempio commisurando il sostegno alla sola entità dei costi variabili relativa ad almeno una quota parte della potenza nominale dell'impianto. Per quanto riguarda in particolare gli impianti a biogas, potrebbe essere sviluppata la conversione a biometano da destinarsi in primis al settore dei trasporti ma anche alla cogenerazione ad alto rendimento con valorizzazione del calore rinnovabile recuperato e con miglioramento dell'efficienza energetica complessiva di sistema. I meccanismi a supporto delle bioenergie devono tener altresì conto degli impatti sugli utilizzi industriali delle materie prime e seconde, implementando la *waste hierarchy* per i rifiuti e quanto recentemente disposto nella modifica alla Direttiva sulle Fonti Rinnovabili relativamente ai residui - non rifiuto.

Per quanto concerne i bioliquidi, nel Piano si legge che l'Italia non sembra intenzionata a preservare il ruolo ricoperto dai bioliquidi nelle future programmazioni energetiche, prevedendo, al contrario, una leggera flessione delle bioenergie con una progressiva fuoriuscita dei bioliquidi dal mercato delle fonti rinnovabili. A tal proposito, quindi, pare opportuno evidenziare, di seguito, alcune delle caratteristiche distintive che connotano il comparto delle aziende produttrici di energia elettrica da bioliquidi:

- **autoproduzione e autoconsumo:** gli impianti di produzione di energia rinnovabile da bioliquidi, oltre a generare energia elettrica per la trasmissione in rete, utilizzano anche i sottoprodotti della lavorazione industriale nel ciclo produttivo per la generazione di energia all'interno dei propri motori, anche in assetto cogenerativo, in linea con il principio di economia circolare e contribuendo in modo significativo al raggiungimento degli obiettivi ambientali europei;
- **investimenti e innovazione a tutela dell'ambiente:** il sistema industriale della produzione di energia elettrica da olio vegetale e da grassi animali ha investito ingenti risorse per far fronte alle nuove sfide energetiche europee e nazionali, puntando, da un lato, sui vantaggi derivanti dall'utilizzo di tali prodotti in termini di riduzione delle emissioni inquinanti e, dall'altro, sull'abbattimento dei costi di produzione energetica e di calore per il comparto agricolo ed industriale; E' interessante notare, inoltre, come la produzione di rifiuti di tutto il ciclo produttivo (dal campo alla produzione di energia e/o biodiesel) sia scarsissima e, in alcuni casi, con il recupero e riciclo degli oli esausti e dei filtri dei motori cogenerativi, pressoché nulla.
- **crescita occupazionale:** la produzione di energia elettrica da biomassa liquida ha comportato e potrà continuare a garantire nuove opportunità di reddito dirette e indirette, alla luce della necessaria competenza tecnica ed ingegneristica che qualifica coloro che sono impiegati nella produzione di energia elettrica, nella logistica e nel trasporto della materia prima e nella manutenzione degli impianti.
- **programmabilità e flessibilità:** a differenza di altre energie rinnovabili sfruttate in Italia, in particolare quella fotovoltaica ed eolica, le fonti energetiche rinnovabili legate alle biomasse liquide (oli e grassi animali e vegetali) sono programmabili: l'energia elettrica così prodotta è in grado di

adeguarsi velocemente alle variazioni di potenza energetica fluttuanti nella rete, coadiuvando la gestione in tempo reale dei flussi energetici e garantendo che domanda ed offerta siano sempre in equilibrio, bilanciando eventuali cali od eccessi nella rete causati dalle fonti rinnovabili non programmabili (fotovoltaica ed eolica - tecnologie che saranno maggiormente potenziate in futuro ampliando ulteriormente il problema di bilanciamento della rete), tramite la predisposizione di riserve di potenza non da fonti fossili;

- **filiera italiana:** la filiera di produzione, raccolta e trattamento dei grassi animali per uso energetico è tutta italiana, fortemente radicata sul territorio e interconnessa con la produzione nazionale, potendo contare su una tecnologia interamente sviluppata e applicata in Italia. Inoltre, per ragioni sanitarie, la filiera è caratterizzata da una dettagliata tracciabilità dei grassi animali sin dalla loro origine. Anche la filiera degli OVP estratti da semi oleosi, coltivati sul territorio nazionale e comunitario, in parte importati, sono tracciati ai sensi del Regolamento (CE) 73/2009 e dal Regolamento (UE) 1306/2013, rappresentano un modello agroindustriale sostenibile italiano, un esempio di economia reale di cui ne beneficia il territorio e il sistema Paese;
- **sostenibilità ed economia circolare:** i bioliquidi utilizzati per la produzione di energia elettrica sono certificati sostenibili secondo il decreto interministeriale 23 gennaio 2012, che istituisce il sistema nazionale di certificazione della sostenibilità dei biocarburanti e dei bioliquidi, garantendo l'osservanza delle disposizioni sociali e ambientali da parte degli operatori economici della filiera dei bioliquidi, cosa che non può affermarsi per le fonti fossili. Stimolare la filiera della produzione di farine proteiche per la mangimistica e l'alimentazione umana partendo dall'agricoltura con premi di produzione, così da ottenere contemporaneamente energia elettrica e calore da fonti rinnovabili, più farine proteiche a beneficio dell'alimentazione umana, animale e dei suoi derivati.

Sulla base di tali considerazioni riteniamo di fondamentale importanza che il sistema politico italiano garantisca a tutte le tecnologie di poter fornire un contributo al raggiungimento degli obiettivi climatici, in un'ottica di neutralità tecnologica. Una corretta valutazione delle potenzialità riferite ad una specifica tecnologia devono infatti considerare, al fianco dell'ordine di merito economico nella generazione elettrica, i benefici e gli impatti ambientali, la maturità delle soluzioni, i costi di integrazione nella rete, la possibilità di attivazione di una filiera nazionale, l'efficienza delle imprese operanti nei diversi settori, gli investimenti correlati e l'innovazione sottesa.

Da ultimo, si ritiene fondamentale il superamento di misure vincolanti allo sviluppo di iniziative di repowering, quali ad esempio il cosiddetto "spalma-incentivi volontario", tutelando, ovviamente, i soggetti che vi hanno aderito.

Energie rinnovabili – Settore Termico

Il settore delle fonti rinnovabili termiche annovera casi di eccellenza sia per quanto riguarda i livelli di produzione nazionale che la presenza di una filiera industriale qualificata e radicata sul territorio. Secondo un principio di neutralità tecnologica si propone di sviluppare politiche atte ad incrementare la quota di energia rinnovabile nel settore termico, in linea con quanto definito nel Clean Energy Package. L'art. 23.1 della nuova Direttiva sulle fonti rinnovabili prevede infatti un aumento indicativo annuo percentuale dell'energia rinnovabile nel settore termico (*heating and cooling*) dell'1,3% partendo dai livelli raggiunti nel 2020.

A tale scopo la revisione della Direttiva (Art. 23.5) sulla promozione delle fonti rinnovabili prevede la possibilità per gli Stati Membri di utilizzare le strutture già istituite nell'ambito dei regimi nazionali obbligatori di riduzione energetica di cui all'articolo 7 della Direttiva 2012/27/UE, ovvero quelli riferiti al sistema dei Certificati Bianchi che, attualmente utilizzato per promuovere interventi di efficienza energetica, andrebbe quindi opportunamente esteso anche alle rinnovabili termiche prevedendo ulteriori tipologie di certificato con conseguente sinergia tra misure di efficienza e misure di incorporazione di rinnovabili termiche.

L'eventuale previsione di un simile schema di incorporazione di rinnovabili nel settore termico dovrebbe essere correlata alla possibilità, per le entità designate, di soddisfare l'obbligo attraverso misure sia dirette, quali l'offerta di rinnovabili termiche (biometano, bioliquidi, ecc.) o l'installazione di tecnologie che recuperano rinnovabili termiche (pompe di calore elettriche o a gas, CHP, apparecchi ibridi, solare termico, ecc.), che indirette di mitigazione, (corredate da certificati negoziabili che attestino che altri soggetti hanno prodotto ed immesso nel sistema rinnovabili termiche. E' bene segnalare che le istituzioni europee hanno in diverse occasioni affermato il principio dell'Energy Efficiency First Principle ovvero che per le politiche volte alla decarbonizzazione dovrebbe, a parità di condizioni, essere favorito un intervento di efficienza.

In generale sarebbe efficiente quanto meno prevedere forme di sostituibilità tra interventi di efficienza e interventi di incorporazione di rinnovabili in tutti gli schemi che prevedono un obbligo in capo ad un soggetto, in maniera da consentire la più ampia flessibilità agli operatori/progettisti. Per gli edifici nuovi o ristrutturati andrebbe presa in considerazione la possibilità di passare dall'attuale regime obbligatorio di incorporazione di rinnovabili ad un regime di "riduzione dell'energia primaria fossile", ampliando quindi la gamma delle opzioni tecnologiche a disposizione dei progettisti.

In linea con il generale principio di neutralità tecnologica, si propone inoltre di agire su tre fronti prioritari: politiche di supporto, semplificazione e diffusione.

Le politiche per la promozione delle tecnologie potrebbero considerare le seguenti linee di azione:

- Promozione di soluzioni tecnologiche che garantiscono una migliore prestazione energetica e ambientale rispetto agli attuali generatori termici. In tal senso si propone di prorogare le detrazioni fiscali per la riqualificazione energetica degli edifici e revisionare il bonus casa per aumentare il differenziale tra tecnologie ad alta efficienza/rinnovabili e tecnologie standard (ad esempio le caldaie a combustibili fossili in classe B o inferiori non dovrebbero dare luogo ad alcun incentivo). In modo da garantire i più elevati tassi di efficienza e migliorare notevolmente gli effetti complessivi in termini ambientali, dovrebbe essere altresì promossa l'installazione di apparecchi in assetto cogenerativo ad alta efficienza (es. Micro-CHP).
- Definizione di criteri ambientali stringenti per le apparecchiature termiche, in termini di emissioni inquinanti, in modo da rendere applicabile la detrazione fiscale solo quando l'intervento avvenga con apparecchi della classe energetica/ambientale più elevata e solo in sostituzione di apparecchi maggiormente critici in termini di inquinamento atmosferico, rivedendo in tal senso sia lo strumento del Conto termico sia quello delle detrazioni fiscali. Requisiti da ricondurre a livello europeo per un'armonizzazione che eviti applicazioni regionali tra loro difformi.
- Promozione della manutenzione delle caldaie a gas e degli apparecchi a biomassa. Per questi ultimi occorre un rafforzamento, da parte di tutte le Regioni - preposte alla sorveglianza della corretta manutenzione di tali impianti - del sistema dei controlli, anche attraverso l'implementazione di un catasto telematico. Attualmente non sussiste obbligo di controlli di manutenzione ed efficienza degli impianti di piccola dimensione alimentati a combustibili solidi (legna, pellet e cippato) e non sempre tali impianti sono oggetto di rilevazione da parte dei catasti degli impianti termici. Risulta, pertanto, necessario colmare tale gap, in quanto la corretta manutenzione delle caldaie e degli apparecchi a biomassa non è solo un tema di sicurezza, ma anche di risparmio energetico e di riduzione degli inquinanti locali. Tra le diverse soluzioni potranno avere un ruolo di rilievo i sistemi di climatizzazione con pompe di calore elettriche o gas e l'immissione di biometano in rete.
- Le PdC utilizzano per il loro funzionamento l'energia termica gratuita contenuta nell'aria, nell'acqua e nel suolo. Con le pompe di calore è possibile offrire un modello di utilizzo dell'energia in grado di soddisfare le esigenze di comfort delle persone, eliminando però le emissioni inquinanti locali e riducendo l'impatto indiretto grazie all'utilizzo di energia rinnovabile e a una continua riduzione dell'impiego di materie prime per il ciclo produttivo.
- Le potenzialità del biometano, in considerazione dell'enorme crescita attesa dallo stesso nei prossimi anni (8 miliardi di metri cubi al 2030), possono portare a valutarne l'utilizzo non solo nel settore dei trasporti, come previsto nella Strategia Energetica Nazionale del 2017, ma anche in quello del riscaldamento civile. Pertanto, 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 2017 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.

- Al di là della pura applicazione tecnologica occorre tuttavia considerare che nell'industria, nel terziario e nel residenziale è uno sforzo sistemico di applicazione combinata di più tecnologie a consentire il raggiungimento dei risultati prefissati. Pertanto è indispensabile prevedere regimi di premialità per chi affronta gli interventi efficientiali con un approccio di sistema a prescindere dalla singola applicazione tecnologica.

Le azioni di semplificazione e di aggiornamento della normativa potrebbero riguardare:

- una semplificazione del Conto Termico, fornendo la possibilità ai fabbricanti di accedere direttamente al Catalogo per gestire i loro prodotti (iter semplificato). Dovrebbe inoltre essere previsto l'inserimento automatico a Catalogo di quegli apparecchi che superano la prima volta l'iter autorizzativo standard. Auspicato l'allargamento di tale strumento alle tecnologie attualmente soggette ad etichettatura energetica di recente introduzione ed in particolare a quelle che vedranno a breve l'aggiornamento dei regolamenti di etichettatura (es. frigo e congelatori, lavatrici, lavastoviglie, asciugatrici).
- rendere strutturale o almeno prorogare il meccanismo delle detrazioni fiscali fino al 31/12/2021 (in linea con quanto ad oggi in essere per la stessa tipologia di incentivi riconosciuti su interventi effettuati in ambito condominiale); svincolare la detrazione per gli elettrodomestici ad alta efficienza dalla ristrutturazione edilizia e introdurre vincoli per circoscrivere gli incentivi agli interventi strettamente legati all'efficienza energetica.
- la pubblicazione, da parte dell'Agenzia delle Entrate, delle istruzioni operative per dare attuazione alle agevolazioni fiscali per interventi di efficienza energetica eseguiti sulle singole unità immobiliari;
- una revisione della normativa relativa al calcolo della quantità di energia rinnovabile termica recuperata dalle Pompe di Calore inserita nell'Allegato I del D.lgs. 28/2011 in modo da considerare l'effettivo contributo della quota rinnovabile in funzione del reale rendimento dell'impianto, prendendo a riferimento il rapporto fra l'energia termica resa disponibile dall'impianto e l'energia primaria assorbita dalla PdC per il proprio funzionamento;
- introdurre forme di semplificazione per il rinnovamento energetico in chiave rinnovabile dei consumi termici dei condomini - con focus specifico su interventi riguardanti le parti comuni - e raggiungimento della gestione autonoma dei consumi a livello delle singole unità abitative. Ciò potrebbe essere ottenuto operando la gestione del riscaldamento del singolo alloggio attraverso sistemi di regolazione intelligenti;
- garantire una semplificazione procedurale per il cliente che desidera installare impianti alimentati da rinnovabili termiche, permettendo al consumatore di evitare costi marginali non necessari come ad esempio la richiesta di asseverazione degli interventi effettuati.

La diffusione, strettamente correlata al tema della creazione di una cultura dell'energia pulita e dell'efficienza energetica, potrebbe contemplare:

- Una riduzione delle barriere economiche e culturali che ostacolano l'acquisto e l'installazione di prodotti ad alta efficienza rinnovabili e di dispositivi per la "smart home". Ad esempio, è di fondamentale importanza garantire un più facile accesso al credito e una maggiore digitalizzazione dei consumi energetici.
- L'attuazione dei piani di comunicazione in partnership tra soggetti pubblici e privati (es. associazioni di categoria) diretti all'utente finale per far conoscere maggiormente le opportunità relative l'installazione di tecnologie rinnovabili.
- Una reale armonizzazione della legislazione europea in materia di etichettatura energetica ed ecodesign dei sistemi termici domestici alimentati da fonti rinnovabili evitando sovrapposizioni con legislazione nazionale e regionale riguardo le regole in materia di qualità dell'aria.

Energie rinnovabili – Settore Trasporti

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

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

Il Piano italiano dovrebbe essere coerente con i livelli medi di ambizione adottati per la mobilità negli altri Paesi europei e coerentemente con quanto indicato nella DAFI per evitare di compromettere la competitività dell'Italia in Europa e di penalizzare in particolare la filiera automotive nazionale che assicura milioni di posti di lavoro e larghe percentuali di Prodotto Interno Lordo. In particolare si rileva come la filiera automotive nazionale per lo sviluppo del trasporto pesante a GNL sia leader a livello internazionale.

Lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore, comporterà necessariamente a livello nazionale un particolare contributo del trasporto su gomma, sia attraverso la promozione di una crescita sempre maggiore della componente elettrica (associata all'aumento della quota di rinnovabili nella produzione), che valorizzando l'utilizzo dei biocarburanti avanzati, biometano, bio GNL e Green GPL. A tal proposito, insieme all'impiego del GNL quale carburante alternativo per il trasporto pesante, promuovendo, da un lato, l'utilizzo di biocarburante da parte di mezzi quale camion o autobotti - i quali, percorrendo migliaia di km su lunghi tratti localizzati al di fuori dei centri abitati, sono dotati di motori che possono supportare anche una percentuale di miscelazione maggiore di biocarburanti rispetto ad un'autovettura per uso privato - e, dall'altro, politiche di defiscalizzazione sulla componente "verde" del carburante (percentuale di biocarburante), consentirebbe di raggiungere più velocemente gli obiettivi del Piano nel settore del trasporto su gomma. In un'ottica più generale di decarbonizzazione del mix energetico dei trasporti, si auspica l'adozione di criteri di neutralità tecnologica che siano inclusivi di tutti gli elementi di costi-benefici al fine di garantire una promozione a condizioni di mercato delle migliori tecnologie alternative in termini di costi-efficacia. Sul tema occorre considerare che le materie prime advanced alternative alla prima generazione di biocarburanti non saranno ampiamente disponibili in tempi brevi per motivi legati allo sviluppo della filiera industriale, sul quale gli operatori sono attualmente impegnati in termini di ricerca e sviluppo.

In tale prospettiva, risulterebbe opportuno definire un percorso flessibile e graduale di *phase-out* dalla prima generazione, legato al grado di sviluppo di una filiera advanced con possibilità di rivedere il target nazionale nei prossimi anni e puntando su carburanti alternativi (ai sensi della direttiva DAFI). E' inoltre opportuno fin da ora che il Piano qualifichi l'utilizzo di tutti i combustibili alternativi elencati nella RED II come idonei a contribuire al raggiungimento dei diversi target. In particolare andrebbero inclusi tra i combustibili alternativi:

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

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.

Per i biocarburanti prodotti da olio alimentare esausto e da grassi animali è previsto un limite massimo pari all'1,7% del contenuto energetico dei carburanti destinati al trasporto. Sarebbe importante considerare la possibilità di prevedere deroghe al suddetto cap, oltre che per gli oli vegetali esausti – come previsto nel Piano – anche per i grassi animali, caratterizzati da una filiera di produzione, raccolta e trattamento tutta italiana, e da una elevata tracciabilità per ragioni sanitarie.

Proprio in questo ambito si ritiene essenziale riservare uno spazio decisamente maggiore all'Economia Circolare, stante che molte delle materie prime alla base della produzione di biocarburanti avanzati derivano dal ciclo dei rifiuti. Al fine di favorire uno shift verso un modello di sviluppo low carbon, sarà necessario definire una strategia sulle iniziative di circolarità nel processo di decarbonizzazione di pari passo con il PNIEC (invece di posticiparle al recepimento del relativo pacchetto di Direttive), attraverso normative nazionali che agevolino e semplifichino la gestione di queste materia.

Per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione nella mobilità, un contributo rilevante certamente fornito dall'utilizzo del vettore elettrico. L'auto elettrica presenta anche importanti benefici in termini ambientali consentendo di abbattere le emissioni globali di CO₂, oltre ad azzerare le emissioni allo scarico degli inquinanti locali (NO_x, polveri sottili, VOC, SO_x), con notevoli miglioramenti in termini di impatto ambientale e di qualità dell'aria delle città. La quota di energia elettrica rinnovabile prevista nel trasporto stradale corrisponde 379 kTep (4,4 TWh), portando a stimare un consumo complessivo della mobilità elettrificata pari a 7,9 TWh (considerando un futuro consumo interno lordo di elettricità rinnovabile FER-E del 55,6%). Per raggiungere un tale livello il Governo ha alzato l'asticella di ambizione rispetto della SEN 2017, prevedendo ottimisticamente rispetto all'attuale situazione un progressivo incremento, anno su anno, di nuove immatricolazioni di veicoli elettrificati puri, fino ad un cumulato di 1,6 milioni al 2030, a cui si aggiunge il contributo delle auto ibride, pari a 4,4 milioni cumulate al 2030. La progressiva diffusione dei veicoli elettrici necessiterà la definizione di un quadro normativo e regolatorio che abiliti una diffusione omogenea e adeguata di punti di ricarica sull'intero territorio nazionale. Lo sviluppo di punti di ricarica intelligenti consentirà inoltre di fornire un importante contributo anche in termini di integrazione nel sistema elettrico delle fonti rinnovabili. La gestione intelligente delle ricariche (smart charging) permette infatti di mitigare gli effetti della non programmabilità e dell'intermittenza tipiche della produzione elettrica da fonti rinnovabili utilizzando i veicoli elettrificati in qualità di sistemi di accumulo diffusi (Vehicle Grid Integration).

Oltre all'infrastruttura di ricarica pubblica punto strategico e indubbio valore aggiunto per il vettore elettrico è l'opportunità per il possessore dell'auto elettrica di poter ricaricare anche e soprattutto a casa, sovvertendo dunque il classico modello della domanda e dell'esperienza utente che fino ad oggi ha dominato il mercato. Grazie all'autonomia consentita oggi dalle batterie di ultima generazione dei veicoli elettrici e dai sistemi di ricarica privati (*wallbox* o colonnine), si garantisce all'utilizzatore ca. 150-200 km di autonomia giornaliera.

Con riferimento alla mobilità marittima, in particolare all'attività di bunkeraggio nei porti, una maggiore sostenibilità ambientale potrà derivare dall'impiego di biocarburanti, convenzionali e avanzati - le navi sono dotate di motori in grado di utilizzare anche oli molto acidi - e di GNL, sia quale carburante per navigazione che come sistema di alimentazione dei servizi di bordo della nave, nonché mediante l'elettrificazione dei porti (*c.d. cold ironing*).

In conclusione, la diffusione delle fonti rinnovabili nei trasporti e, più in generale, della mobilità a basse emissioni, richiede che le politiche definite nel PNIEC siano basate sul principio della neutralità tecnologica – in linea con quanto indicato nella direttiva DAFI – e di valutazione delle emissioni delle diverse fonti di energia per la mobilità nel loro intero ciclo di vita, così come sulla introduzione di ulteriori strumenti di carattere normativo al fine di semplificare, snellire ed uniformare su tutto il territorio le procedure burocratiche/autorizzative ed il sistema di tassazione per l'infrastrutturazione dei diversi vettori energetici, così da attuare al meglio il piano d'azione per l'implementazione della DAFI presentato dalla Commissione Europea.

2. EFFICIENZA ENERGETICA

Rispetto ai valori ed agli indici che evidenziano il percorso di efficientamento del Sistema Italia, si ritiene utile 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.

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.

- *Titoli di Efficienza Energetica*

Per quanto riguarda i meccanismi a supporto dell'efficienza, particolare attenzione dovrà essere rivolta al disegno di dettaglio delle proposte per assicurarne stabilità e prevedibilità nel tempo, semplicità di accesso ed efficienza. In questo contesto appare importante rafforzare l'impegno finora messo in campo, anche riorganizzando il sistema degli incentivi onde evitare che la concorrenza e sovrapposizione tra i diversi meccanismi di incentivazione sia di ostacolo all'efficienza energetica. A tal fine è prioritario dare stabilità al meccanismo dei Certificati bianchi che si conferma essere un'esperienza di successo anche se ancora oggi è gravato da incertezze e sfiducia da parte degli operatori a causa di una scarsa chiarezza nelle regole applicative e tempi non certi dei provvedimenti. In merito all'ipotesi di revisione del meccanismo dei Certificati Bianchi, al fine di risolvere le attuali criticità che vedono un mercato strutturalmente carente dal lato dell'offerta con prezzi superiori al valore del contributo riconosciuto ai distributori, si evidenzia l'urgenza di azioni immediate mirate a non compromettere la sostenibilità del sistema. Tra tutti gli strumenti di promozione dell'efficienza energetica considerati nel PNIEC il meccanismo dei Certificati Bianchi sembra mostrare il rapporto più basso tra costi e benefici in termini di decarbonizzazione e, quindi, il suo ruolo dovrebbe essere ulteriormente enfatizzato, anche estendendo alle rinnovabili termiche con opportune nuove tipologie di certificato.

- *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.
- Per quanto concerne l'ecobonus occorrerebbe ottimizzare il meccanismo integrando le misure di efficientamento e recupero edilizio in un unico meccanismo. Il meccanismo prevederà un beneficio modulato in relazione al risparmio atteso, al fine di premiare gli interventi con il miglior rapporto costo-efficacia e aumentare la propensione verso interventi radicali sull'edificio (deep renovation) e di miglioramento sismico.
- Anche il conto termico sta dando buoni risultati anche se si lamenta una certa complessità amministrativa del meccanismo e ad una incertezza nei tempi di risposta. Più in generale si ritiene importante prevedere regimi di premialità per chi affronta gli interventi di efficientamento con approccio di sistema rispetto a chi si limita a intervenire su singole tecnologie, premiando le soluzioni più efficienti e secondo principi di neutralità tecnologica

- *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.

- *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*

In linea generale si esprime un giudizio positivo su questo strumento finanziario che, riteniamo, potrà costituire un volano per la realizzazione di interventi, sia sul patrimonio pubblico, che su quello privato. La garanzia e i finanziamenti che il Fondo potrà erogare, infatti, consentiranno alle PMI e alla Pubblica Amministrazione di accedere al credito a costi ridotti, contribuendo in maniera determinante all'equilibrio economico e finanziario soprattutto degli interventi più complessi dal punto di vista tecnologico e realizzativo. La garanzia pubblica può influire, in maniera positiva, sulle decisioni dei soggetti finanziari (banche, fondi di investimento) e rendere fattibili gli interventi più efficaci dal punto di vista ambientale.

3. SICUREZZA ENERGETICA

- *Energy community, autoconsumo e generazione distribuita*

Si concorda in generale con le proposte avanzate dal PNIEC sull'importanza di promuovere la diffusione delle configurazioni in autoconsumo. Tuttavia, si ritiene che in ottica di creazione di un sistema elettrico più decentrato 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 a inadeguati standard di sicurezza/qualità da parte dei relativi impianti. Inoltre, sarà opportuno monitorare lo sviluppo degli impianti in autoconsumo e l'eventuale impatto derivante dall'esenzione dal pagamento degli oneri variabili sull'autoconsumo, per 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 CAR caratterizzati da elevati standard di qualità/sicurezza del servizio e della rete privata rispetto all'intero sistema elettrico.

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 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 compresi al loro interno (es. qualità fornitura, possibilità di switching fornitore, uscita dalla configurazione, etc).

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 virtuale - ad esempio attraverso lo "scambio sul posto perimetrale" 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, sviluppando e gestendo la rete con investimenti e innovazioni in ottica smart grid/digitalizzazione, e continuando a garantire l'efficienza, la sicurezza e la sostenibilità della rete per tutti gli utenti.

- *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 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. 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.

Il gas naturale è fattore chiave per i settori manifatturieri, ma anche per l'Italia nel suo complesso, visto il peso nel sistema energetico nazionale: oggi oltre il 40% dell'energia elettrica consumata in Italia è generata dagli impianti termoelettrici a gas, i quali determinano il prezzo del mercato elettrico per la maggioranza delle ore ogni anno. Le politiche climatiche, con il previsto *phase out* del carbone e la crescita delle fonti rinnovabili non programmabili, accresceranno ulteriormente l'importanza del gas naturale nel prossimo decennio nel rendere l'energia sicura, in termini di approvvigionamento e continuità di fornitura, e ambientalmente compatibile.

Il gas russo, che transita da Tarvisio (gasdotto TAG), è la principale fonte a copertura della domanda italiana. In passato si sono verificati ammanchi per diversi giorni: nel gennaio 2009 per 15 giorni le forniture dalla Russia furono bloccate per lo scontro con l'Ucraina sulle tariffe di transito e tuttora, il gas proveniente dalla Russia in Italia, il 38% dei nostri consumi, transita per l'Ucraina, Paese in guerra con la Russia. Una nuova interruzione delle forniture presso il gasdotto TAG, tenuto conto anche della riduzione di capacità che attualmente interessa il gasdotto TENP (riducendo la disponibilità di gas dal nord Europa) e la riduzione dei volumi contrattualizzati con i Paesi del Nord Africa, il sistema potrebbe entrare in crisi. Le nuove importazioni di gas, quali ad esempio quelle di TAP e del sistema EastMed-Poseidon, mettendo a disposizione nuove risorse, garantiscono un apporto di gas fondamentale per far fronte a tali eventi. Per quanto riguarda la rete nazionale, si segnala come il piano del TSO sia già coerente con lo sviluppo del corridoio sud e che nuove capacità di trasporto da sud potranno essere messe a disposizione nel caso in cui si rendesse necessario potenziare l'assetto attuale.

Si ritiene necessario l'incremento della diversificazione delle fonti anche attraverso l'ottimizzazione delle infrastrutture esistenti e lo sviluppo del mercato GNL. In tal senso si sta già operando nell'ottica di sfruttare al meglio le infrastrutture esistenti con il fine di garantire il trasporto gas, anche di nuove fonti di approvvigionamento, minimizzando gli interventi di sviluppo necessari. Tuttavia potrebbe rendersi necessario sviluppare nuove infrastrutture nel momento in cui la diversificazione delle fonti di approvvigionamento rendesse maggiormente operativo il corridoio Sud.

Secondo un'analisi costi-benefici potrebbero essere valutate opportunità di sviluppo della capacità di rigassificazione, così da meglio rispondere alla variabilità della domanda nei prossimi anni. Gli stoccaggi dovrebbero aumentare la loro capacità grazie a nuovi investimenti perché le attuali importazioni da sole non ce la farebbero (almeno per quella capacità impegnata da contratti che verosimilmente verranno conclusi nei prossimi anni, e senza considerare l'attivazione di forniture spot addizionali dalle stesse fonti di importazioni). È urgente ridurre il rischio di interruzioni delle forniture dall'estero, le cui potenziali conseguenze negative potrebbero essere accentuate dall'intermittenza delle rinnovabili se non supportate da sistemi di accumulo. La disponibilità di nuovi flussi dal corridoio sud servirà, dunque, anche da riserva al sistema elettrico, basato sulle rinnovabili intermittenti.

- 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 impianti rilevanti abilitati) in quanto, attualmente, i prezzi non sono rappresentativi dell'effettivo costo causato dallo sbilanciamento dell'unità di produzione.

Inoltre, in vista di una sempre più massiccia integrazione delle fonti rinnovabili nel MSD, sarebbe utile valutare un possibile rilassamento di alcuni vincoli (cd intervalli di fattibilità) in modo da consentire a tutti gli operatori che operano sui mercati di poter ottimizzare e ridurre uno sbilanciamento accidentale. Infine, per gli "sbilanciamenti a programma MSD" si auspica una valorizzazione diversa rispetto a quella di un reale sbilancio delle unità produttive e, in particolare, che tale valorizzazione abbia un importo nettamente inferiore rispetto allo sbilanciamento reale, in modo da non impattare sugli operatori già vincolati dall'intervallo di fattibilità.

- *Accumuli*

Si ritiene che gli accumuli possano contribuire alla compensazione degli sbilanciamenti e ai servizi di rete. In generale si ritiene che le attività di installazione di accumuli, anche quando sia il gestore del sistema di trasmissione ad individuare una criticità di rete risolvibile con accumulo elettrochimico, debbano essere messe in prima battuta a disposizione del mercato al fine di verificare l'interesse degli operatori alla realizzazione.

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 concorda, in generale, con le proposte dell'Autorità di cui al DCO 345/2019, finalizzate uniformare la regolazione tariffaria per i servizi ausiliari di produzione e per gli accumuli, consentendo di individuare l'energia elettrica prelevata ai fini della re-immissione in rete anche nei casi di configurazioni complesse (compresenza di sistemi di accumulo, unità di consumo, produzione).

Si segnala la necessità di chiarire quale sia il contributo degli impianti idroelettrici con accumulo e pompaggio in termini di sicurezza del sistema, tenuto conto dei dati di scenario (import modulato) e delle alternative disponibili (come ad esempio, impianti a ciclo combinato, rafforzamento della rete di trasmissione, altre tecnologie di storage). 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 CCGTs e OCGT al fine di colmare il fabbisogno residuo del sistema e garantire sicurezza degli approvvigionamenti e competitività.

Anche le batterie installate sui veicoli elettrici, grazie alla tecnologia del V2X (Vehicle 2 Home, Vehicle 2 Grid, ecc.) potranno contribuire a fornire la flessibilità necessaria a consentire la prevista diffusione della generazione elettrica da fonti rinnovabili intermittenti.

Si ritiene inoltre necessaria venga avviata 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 un 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).

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.

Gli attuali progetti pilota finalizzati all'integrazione di nuove risorse per la fornitura di servizi di rete vanno nella direzione, condivisibile, di consentire la partecipazione anche agli accumuli che hanno caratteristiche (come la velocità di risposta e la possibile fornitura di inerzia sintetica) tali da renderli molto performanti per la fornitura di determinati servizi.

Inoltre, con il progetto pilota UVAM, per la prima volta è stato reso possibile in Italia il servizio del Vehicle2Grid, che tramite lo sviluppo della mobilità elettrica potrebbe consentire anche la parallela diffusione degli accumuli distribuiti.

- *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 incoraggiato 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.

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 Gas Naturale

Esiste oggi un duplice gap di competitività per il sistema gas nel nostro Paese: da un lato il prezzo della commodity nel mercato wholesale è superiore a quello degli hub del Nord Europa, e dall'altro il trattamento tariffario che non favorisce la domanda industriale, premiata al contrario in Germania, Francia e Regno Unito, attraverso agevolazioni degli oneri fiscali-parafiscali.

Si propongono tre linee di intervento prioritarie per promuovere l'offerta, sostenere la domanda e sviluppare il mercato del gas in Italia.

1. La promozione dell'offerta necessita un utilizzo efficiente delle infrastrutture esistenti, migliorando la regolazione dei transiti all'interno dell'Europa con opportune misure di ridisegno delle tariffe di trasporto, e lo sviluppo di nuove rotte competitive di approvvigionamento. Rispetto al differenziale di prezzo tra PSV ed hub continentali, l'Italia, essendo a valle nella catena logistica gas, risulta attualmente penalizzata dal cosiddetto effetto pancaking (stratificazione tariffe entry/exit), che rischia di accentuarsi a fronte delle decisioni di regolazione delle tariffe di trasporto adottate dai sistemi nazionali a monte lungo le direttrici di approvvigionamento da Nord. In tale contesto, appare importante una revisione della struttura delle tariffe entry/exit nei sistemi nazionali, prevedendo la corretta applicazione di ciascuna componente di costo agli utenti finali che effettivamente beneficiano della relativa infrastruttura.
2. Il sostegno alla domanda si traduce nell'allineamento del costo finale del gas per i consumatori industriali italiani e nord europei, rivedendo l'allocatione delle componenti tariffarie in modo da riflettere le prestazioni richieste e fornite al sistema, e introducendo le agevolazioni per gli Energivivori Gas, in attuazione dell'Art. 21 della Legge n. 167 del 2017 (Legge Europea).
3. Lo sviluppo del mercato passa per la crescita della liquidità e della concorrenza fra operatori, riducendo la concentrazione *upstream*, sfruttando la posizione geopolitica del Paese nel mediterraneo e integrando l'Italia con gli hub competitivi del Nord Europa.

- Mercato Retail

Superamento Maggior tutela

Nel breve periodo, l'aspetto principale per l'evoluzione del mercato retail è costituito dal superamento della maggior tutela. In tal senso, si è convinti 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. Possibili proposte per la riscossione degli oneri sono:

- 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 tal riguardo, la soluzione proposta potrebbe essere 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. A prescindere però dalla soluzione che verrà individuata, riteniamo quanto mai necessario un intervento urgente del Regolatore che preveda il reintegro una tantum a favore dei venditori degli OdS non incassati dai clienti finali dall'introduzione del CADE.

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*

La transizione energetica richiede di investire nella digitalizzazione e smartizzazione delle reti (smart grid) che, oltre a contribuire alla sicurezza del sistema abilitano un ruolo centrale del consumatore finale, rendendolo operatore "consapevole", "attivo" e "responsabile" in termini di benefici e costi apportati nel mercato elettrico, quanto più saranno rese disponibili informazioni in tempo reale del proprio profilo di consumo dagli smart meter 2G. Sarà necessario quindi rivedere il ruolo delle reti identificando un modello di piena cooperazione tra TSO e DSO (art.14 della nuova proposta di direttiva sul mercato elettrico). Il ruolo di TSO e DSO dovrà essere rivisto alla luce delle nuove attribuzioni ed evoluzioni tecnologiche e di mercato, sempre nel pieno rispetto dei principi di unbundling e effettiva separazione delle attività di distribuzione e trasmissione dalle attività di natura commerciale, comprese quelle che potranno nascere e svilupparsi con la disponibilità di dati di consumo sempre più granulari ma riconoscendo la funzione di *neutral market facilitator* del DSO e valorizzandone gli investimenti tecnologici già effettuati, in primis per

evitare un'antieconomica duplicazione delle infrastrutture di monitoraggio e controllo delle risorse distribuite.

- *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 COMPETITIVITÀ

Si ritiene necessario prevedere un sostegno non solo a tecnologie di generazione energetica 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 correlati alle 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'inserimento 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 non programmabili ai fini di controllo e gestione delle reti di distribuzione e trasporto

- Gestione reti
Controllo delle reti per riconoscere interruzioni e riconfigurare il sistema per assicurare qualità, stabilità e continuità della fornitura di energia elettrica
- Consumi Intelligenti
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
- Clean and Sharing Mobility
Utilizzo nel trasporto di sistemi meno inquinanti e/o condivisi consentendo l'ottimizzazione della gestione del traffico veicolare.
- Smart Grid e Smart Metering
Gestione delle "cose" connesse alla rete verificandone da remoto i consumi ed eventualmente reindirizzandoli in momenti differenti.

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 mirati 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.

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 mdi euro (2010²), il valore del PIL stimato per il 2030 è pari a 1.875 mdi 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.

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, al di là di esercizi di stile, appare utile introdurre nello stesso Piano opportuni gradi di flessibilità degli obiettivi assunti ed 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.