

IL PIANO NAZIONALE ENERGIA E CLIMA

le proposte del Coordinamento FREE





IL PIANO NAZIONALE ENERGIA E CLIMA

le proposte del Coordinamento FREE

Si ringraziano le Associazioni aderenti al Coordinamento FREE, che hanno collaborato alla stesura di questo position paper, coordinate per i Capitoli 1 e 3 da Livio de Santoli e Marino Berton, per il Capitolo 2 da Simone Togni e Andrea Zaghi, per il Capitolo 4 da Christian Curlisi e Pietro Menga, con la supervisione di G.B. Zorzoli.

INDICE

CONSIDERAZIONI INTRODUTTIVE	7
TARGET 2030 PER L'EFFICIENZA ENERGETICA IN ITALIA	15
TARGET 2030 PER LE RINNOVABILI ELETTRICHE IN ITALIA	21
TARGET 2030 PER LE RINNOVABILI TERMICHE IN ITALIA	38
TARGET 2030 PER LA MOBILITÀ SOSTENIBILE IN ITALIA	52
SINTESI DEGLI OBIETTIVI DEL PIANO ENERGIA E CLIMA IN ITALIA	73



CONSIDERAZIONI INTRODUTTIVE

Questo rapporto, cui hanno attivamente contribuito le Associazioni che aderiscono al Coordinamento FREE, esce poche settimane dopo la pubblicazione, da parte dell'*Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC), del rapporto "Global Warming of 1.5 °C", dove si ribadisce che la completa realizzazione degli impegni volontariamente assunti dai singoli stati con l'Accordo di Parigi del 2015 non consentirebbe di contenere entro 1,5 °C l'incremento della temperatura globale, con la prospettiva di arrivare inesorabilmente a 2 °C.

Nel 2030 le emissioni climalteranti salirebbero infatti a 52–58 GtCO₂eq, mentre per rispettare il limite di 1,5 °C dovrebbero iniziare a scendere prima della fine del prossimo decennio. Oltre tutto, in diverse aree del pianeta già oggi si riscontrano riscaldamento superiori alla media, fino a due-tre volte nell'Artico, per cui non superare globalmente 1,5 gradi risparmierebbe in tali aree eventi estremi, altrove non ancora presenti. Insomma, secondo l'IPCC occorre fare di più, e in fretta.

Il Piano Nazionale Energia e Clima offre al Paese l'opportunità di rispondere positivamente al grido di allarme dell'IPCC, accelerando il processo di decarbonizzazione e, nel farlo, innovando il sistema produttivo e i servizi, con le conseguenti opportunità occupazionali.

Questo rapporto, concepito per offrire un contributo all'elaborazione del Piano, cerca di mettere sul tappeto le dimensioni del cambiamento richiesto per realizzare gli obiettivi e le misure a tal fine necessarie¹, senza nascondere sotto lo stesso tappeto i problemi posti da una trasformazione così radicale: si pensi ad esempio alla complessità di alcune riconversioni industriali. In particolare, vengono spesso nascosti sotto il tappeto i problemi che sorgono, se si tiene conto degli effetti di una crescita realistica del PIL; questo tema è infatti quasi sempre sottaciuto nei documenti che affrontano problematiche energetico-ambientali. Clamoroso è, ad esempio, il tasso di crescita medio annuo del PIL nel 2020-2030, utilizzato dalla Commissione europea per la costruzione degli scenari nazionali fino al 2050: 1,19%. Questa ipotesi indubbiamente consente di dedurre impegni meno sfidanti per realizzare gli obiettivi degli scenari, ma sarebbe considerata inaccettabile da qualsiasi rapporto di Bruxelles sullo sviluppo economico e difficilmente sarebbe presa in considerazione dai governi degli Stati membri nei loro documenti di programmazione economica.

Il più realistico 1,5%, preso a riferimento nel rapporto, comporta infatti una crescita tendenziale della domanda finale di energia da qui al 2030, per cui anche un incremento del 57% nel risparmio incrementale annuo di energia rispetto a quello del 2011-2017 (crescita del 23% dell'efficienza energetica nel periodo considerato) riesce giusto a mantenere i consumi energetici finali lordi nel 2030 uguali a quelli del 2016 (Capitolo 1).

Nella seguente tabella la produzione di energia con fonti rinnovabili al 2030, stimata per i singoli

¹ Non abbiamo preso in esame i problemi che riguardano le reti, pur consapevoli dei cambiamenti qualitativi e quantitativi richiesti, perché il Coordinamento FREE non dispone di competenze adeguate.

settori nei Capitoli 2,3,4, è messa a confronto con quella richiesta per realizzare l'obiettivo del 32% nei due scenari sui consumi energetici alla stessa data, assunti nel Capitolo 1: domanda di energia uguale a quella del 2016 (122 Mtep), crescita della domanda uguale a quella del PIL (150 Mtep).

CONTRIBUTI 2030 AL PIANO NAZIONALE ENERGIA E CLIMA		
Settore	Scenario 1	Scenario 2
Consumi finali	150 Mtep	122 Mtep
Rinnovabili elettriche	18 Mtep	18 Mtep
Rinnovabili termiche	16 Mtep	16 Mtep
Rinnovabili nel trasporto	10 Mtep	10 Mtep
Totale Rinnovabili	44 Mtep	44 Mtep
Rinnovabili al 32% secondo lo Scenario	48 Mtep	39 Mtep

La produzione stimata al 2030 è però un po' più del doppio di quella del 2016 (21,08 Mtep). Realizzare le previsioni sui contributi delle singole fonti di energia rinnovabile ai consumi elettrici, termici e nei trasporti, riportate in tabella, è quindi impresa ardua, molto sfidante, che tuttavia rientra nelle capacità economiche, industriali e tecnologiche dell'Italia.

Ciò nonostante, solo con lo Scenario 2, cui corrisponde un'impegnativa politica di efficientamento energetico, la produzione con rinnovabili stimata sarebbe adeguata, anzi, addirittura superiore al 32% della domanda, lasciando un margine di sicurezza di circa 5 Mtep per compensare eventuali scostamenti dall'obiettivo di domanda energetica e/o di produzione con rinnovabili.

Vanno infatti tenuti presenti i fattori esogeni, che possono trasformare tali obiettivi, di per sé **realistici**, in **potenziali**.

Transitorie, ma presenti nella fase di elaborazione del rapporto, sono le incertezze sul testo finale della RED II, non ancora pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale europea, per cui ci si è basati su quanto reso noto dopo l'accordo finale del trilogio europeo. Un'analoga base conoscitiva non esiste per la Direttiva sulla riforma del mercato elettrico, dove l'unico riferimento per il rapporto sono state le proposte contenute nel *Clean Energy Package*. Se nella Direttiva il ruolo di alcuni *player* o il contenuto di qualche misura attuativa dovessero discostarsi in modo rilevante da quelli proposti dal *Package*, il contributo delle rinnovabili elettriche, stimato nel Capitolo 2, potrebbe richiedere revisioni.

Infine, secondo l'accordo del trilogio europeo, «Gli Stati membri provvedono collettivamente a garantire che la quota di energia da fonti rinnovabili nel consumo finale lordo di energia dell'Unione nel 2030 sia almeno del 32%. La Commissione valuterà questo obiettivo, al fine di presentare una proposta legislativa entro il 2023 per rivederla verso l'alto».

Una prima incertezza nasce dall'interpretazione che verrà data a “collettivamente”. Si tratta di un obiettivo vincolante per l'insieme dell'Unione Europea, con un'allocazione tra gli Stati membri che, presumibilmente, per paesi come l'Italia dovrà salire almeno al 33%, per compensare le deroghe concesse ai paesi dell'Est europeo (non a caso la SEN aveva assunto come obiettivo il 28%, quando quello europeo era il 27%). La seconda incertezza è legata all'ipotesi di revisione verso l'alto dell'obiettivo al 2030, presumibilmente introdotta come concessione al Parlamento europeo, che lo aveva portato al 35%: se sarà attuata, coinciderà o sarà vicina al target indicato dal Parlamento. In entrambi i casi gli obiettivi per l'efficienza energetica e le rinnovabili indicati in questo rapporto dovranno necessariamente diventare più sfidanti: ad esempio, assumendo come obiettivo il 35%, nello Scenario 2 la produzione di energia con rinnovabili dovrebbe salire 42,7 Mtep, di fatto assorbendo l'intero margine di sicurezza che, viceversa, andrebbe conservato per supplire ad altre incertezze.

Infatti, anche se per ciascun obiettivo il rapporto individua le misure adeguate a realizzarlo, per garantirne l'effettiva implementazione nei tempi previsti dovrebbero radicalmente cambiare diverse condizioni al contorno. Target così ambiziosi ed altrettanto complessi, da conseguire in tempi ristretti, mal si conciliano con incidenti di percorso, come gli *stop and go* nella loro attuazione, che oltre tutto impediscono il consolidamento delle filiere industriali e scoraggiano gli investitori. E di questi impedimenti è ricca la cronaca energetica degli ultimi dieci anni.

A livello delle istituzioni nazionali, è sufficiente menzionare i bruschi cambiamenti di indirizzo e i ritardi nell'emanazione dei provvedimenti o nella loro attuazione, dovuti a cause molteplici, non ultima la scarsa durata dei governi nella medesima legislatura, ma, più in generale, alla scarsa attenzione alle problematiche energetico-ambientali di quasi tutte le forze politiche storicamente presenti in Parlamento. Per di più, sono state introdotte anche norme retroattive, in alcuni casi decise al di fuori del contesto politico da istituzioni quali l'Autorità per l'energia e il GSE, e si sono introdotti limiti gravi allo sviluppo degli impianti idroelettrici e ostacoli (autorizzativi, ma non solo) per la geotermia.

A livello decentrato, non sono mancate moratorie decise dalle Regioni, ma ancora di più hanno pesato le difficoltà incontrate nel corso dell'iter autorizzativo degli impianti, per l'opposizione delle popolazioni coinvolte, delle istituzioni locali, di formazioni politiche, di associazioni ambientaliste o di categoria e di sindacati; spesso da più soggetti. Su queste opposizioni ha in particolare influito la demonizzazione delle bioenergie, talvolta indirettamente favorita da alcune posizioni assunte a livello ministeriale.

Certamente nelle omissioni e nelle discontinuità della politica nazionale hanno pesato e con-

tinuano a pesare le resistenze degli interessi economici e sociali che sono o si sentono lesi da cambiamenti così radicali, anche perché a controbilanciarle manca in Italia un diffuso rispetto per la natura e per l'ambiente, che viceversa sono storicamente parte integrante della cultura e del comune sentire dei cittadini in Germania, in Austria, nei paesi scandinavi. In Italia i principali motivi di preoccupazione dei cittadini sono la disoccupazione (25%), seguita dall'immigrazione (22%), mentre il cambiamento climatico è invece percepito come una questione "molto seria", ma meno di uno su dieci (7%) lo considera il problema più grave.

In assenza di una diffusa consapevolezza delle minacce che il cambiamento climatico proietta sul nostro futuro, sarà molto più difficile realizzare anche il migliore Piano Nazionale Energia e Clima, che si riesca a immaginare.

Le istituzioni, il Governo italiano *in primis*, devono essere consapevoli che questo è un nodo cruciale da sciogliere, e a tal fine non bastano le pur necessarie campagne di comunicazione. Conta di più il loro orientamento nelle decisioni che quotidianamente sono chiamate a prendere. Ad esempio, abbassare la detrazione fiscale per l'efficientamento energetico degli edifici allo stesso livello delle altre ristrutturazioni comunica ai cittadini che le due tipologie di interventi hanno la stessa importanza: un segnale di segno contrario a quello che si dovrebbe dare.

Queste preoccupazioni ci hanno indotto a sostituire il consueto *Executive Summary* con alcune considerazioni introduttive, dove peraltro è presente una sintesi molto stringata di alcune conclusioni del rapporto, di cui si riportano qui di seguito i 10 punti fondamentali, fin qui non esaminati.

Punto 1. Per ridurre i consumi finali, vanno programmati interventi complessivi di riqualificazione energetica sugli edifici, a partire dal patrimonio edilizio delle scuole, degli ospedali e dei condomini, potenziando l'ecobonus con premi aggiuntivi per la *deep renovation* (scuole, condomini) e, come orientamento generale, vanno promossi gli interventi caratterizzati da un basso rapporto costo/efficacia. Con il medesimo criterio, occorre ridurre il consumo interno di energia primaria: diffondendo la microcogenerazione e il teleriscaldamento; creando comunità dell'energia (elettriche e termiche); con l'elettificazione delle utenze (pompe di calore per riscaldamento e per ACS, cucine a induzione); con programmi di demand/response; promuovendo l'accumulo dell'energia presso gli utenti finali, l'automazione e i *Building Management Systems*.

Punto 2. Una riduzione dei consumi energetici finali rispetto al dato dello Scenario 2 può essere realizzata promuovendo non solo gli interventi di efficientamento energetico, ma anche quelli che favoriscono l'uso razionale di tutte le risorse, con l'applicazione su larga scala, e per tutti i settori, dei principi di economia circolare. A tal fine occorre stabilire rapporti innovativi tra il produttore e i fornitori di materie prime, ma soprattutto di semilavorati e di componentistica, che devono essere realizzati in modo tale da consentire modalità di recupero non dissimili da quelle messe in campo dall'impresa manifatturiera che li acquista. Rapporti più facilmente conseguibili da imprese di grandi dimensioni, con un forte potere contrattuale nei confronti dei fornitori, mentre il panorama italiano è dominato dalle PMI, per le quali vanno introdotte misure premianti, ad esempio fiscali.

Punto 3. Nel settore elettrico, per il raggiungimento dell'obiettivo del 32% dei CFL coperti dalla produzione delle rinnovabili, la quota elettrica al 2030, basata su un'ipotesi di consumi elettrici finali pari a 334 TWh, dovrà essere quasi doppia (210 TWh rispetto ai circa 108 TWh del 2016), con un ruolo centrale per fotovoltaico ed eolico, che complessivamente dovranno registrare una triplicazione della loro produzione. Per il fotovoltaico si prevede una potenza installata di circa 3,5 GW/anno, per l'eolico di oltre 0,8 GW/anno, per il geotermico di 10 MW/anno, mentre si stima una sostanziale stabilità della potenza idroelettrica e delle bioenergie, al cui interno crescerà la produzione con biogas. Oltre a rendere stabili e non modificabili retroattivamente le misure adottate e a semplificare l'iter autorizzativo, occorre: permettere lo sviluppo dei sistemi di distribuzione chiusi; eliminare i limiti esistenti alla stipula di contratti a medio-lungo termine, creando per contro le condizioni idonee (aggregazione della domanda e dell'offerta) a facilitare la diffusione di questo strumento, fondamentale per la bancabilità delle rinnovabili: obiettivo che richiede sia il rapido varo di una delibera di ARERA che consenta sia l'aggregazione della domanda, sia la modifica del codice di rete di Terna.

Punto 4. Per realizzare gli obiettivi del punto 3, i meccanismi di incentivazione per le rinnovabili elettriche dovrebbero prevedere contingenti di potenza specifici in funzione della tecnologia per almeno tre anni, in modo da accompagnare nella maniera più efficace le tecnologie più rilevanti verso la *market parity*, dopo di che prevarrà il ricorso massiccio a meccanismi basati sul mercato dell'energia, quali i *Power Purchase Agreement* (PPA), che favoriscono la decentralizzazione energetica, evitando di congestionare la rete. Includendo anche la dotazione di accumuli elettrochimici, saranno mediamente richiesti investimenti per circa 4,5 miliardi all'anno tra il 2019 e il 2030, per un ammontare complessivo prossimo a 50 miliardi di euro. Investimenti che comportano ricadute significative sui livelli di occupazione, sia per quanto riguarda gli occupati temporanei (posti di lavoro creati lungo la filiera dalle attività di progettazione e costruzione dei nuovi impianti), sia per gli occupati permanenti (addetti generati lungo la filiera dalla gestione e manutenzione delle centrali per l'intera vita utile degli impianti). Al 2030 si stima che gli occupati permanenti saranno circa 51.100 unità, mentre gli occupati temporanei saranno 77.600.

Punto 5. La realizzazione del target complessivo richiede per le rinnovabili termiche il passaggio dai 10,54 Mtep prodotti nel 2016 ai 15,81 Mtep stimati per il 2030. Tenuto conto che tra il 2010 e il 2016 la produzione è aumentata in misura lieve, grazie alla leggera crescita delle pompe di calore, si impone un incremento sostenuto dell'apporto di tutte le produzioni termiche con fonti rinnovabili, valutato sulla base delle prestazioni tecniche ed economiche di ciascuna tecnologia. L'aumento stimato rispetto al 2016 è il 220% per la geotermia, il 90% per le pompe di calore, il 70% per le biomasse solide nel settore non residenziale, il 60% per il biogas e il teleriscaldamento, il 30% per la frazione biodegradabile dei rifiuti e per le biomasse solide nel settore residenziale, il 25% per l'energia solare. Per la realizzazione di questi obiettivi, la recente crescita nella diffusione del Conto Termico evidenzia una positiva tendenza, ma, essendo ancora limi-

tata, esprime anche le inesprese potenzialità di sviluppo, che potranno tradursi in investimenti soltanto attraverso campagne di comunicazione e informazione su tutto il territorio nazionale, che facciano conoscere al grande pubblico le caratteristiche dell'incentivo e le opportunità che offre. Finora né l'ENEA né il GSE si sono attivate in questa direzione, mentre è invece necessario ed urgente promuovere specifiche azioni in tal senso con il coinvolgimento del sistema associativo e degli *stakeholder*. Anche la riduzione dal 65 al 50% di una parte delle detrazioni fiscali per gli interventi sulla produzione termica rinnovabile non è un segnale positivo, per cui s'impone il ripristino del preesistente livello di detrazione fiscale, rendendolo nel contempo stabile, mentre è positivo che la Legge di bilancio 2018 abbia esteso a tutti i contribuenti e per qualsiasi intervento la cessione del credito a favore dei fornitori che hanno effettuato i lavori ovvero ad altri soggetti privati, con facoltà di successiva cessione del credito. Infine, la dotazione finanziaria del Fondo nazionale per l'efficienza energetica appare del tutto insufficiente. Dato il ruolo propulsivo del Fondo e tenuto conto del ritardo con cui è stato attivato, è assolutamente necessario dotarlo di adeguate risorse finanziarie (dell'ordine del miliardo di euro).

Punto 6. La realizzazione degli obiettivi, indicati dalla SEN, di potenziamento del trasporto collettivo urbano ed extra-urbano e di promozione della mobilità condivisa, basata sui servizi di *bike, car e moto sharing* a basse o zero emissioni, rende realistico il passaggio a circa 30 milioni di vetture dagli attuali 37 milioni. I limiti alla circolazione dei veicoli più inquinanti, in particolari diesel, già decisi o programmati in diversi paesi europei, gli investimenti nella mobilità elettrica in atto o annunciati da parte delle principali industrie automotive, alle quali nel giugno 2018 si è aggiunta FCA, e le misure del governo di Pechino a favore della mobilità elettrica rendono credibile una strategia che, per auto, mezzi a due ruote, autobus urbani, veicoli per il trasporto leggero, prevede misure volte a favorire la sostituzione dell'attuale parco circolante con mezzi a trazione elettrica o ibrida plug-in, con i primi destinati a prevalere sul lungo termine. Pertanto, poiché si stima che i veicoli PHEV e BEV diverranno competitivi a partire dal 2024, un obiettivo al 2030, considerato realizzabile se accompagnato dal contemporaneo rafforzamento dell'infrastruttura di ricarica pubblica e di quella, non meno importante, domestica/aziendale, è di 4.480.000 unità circolanti tra autovetture, veicoli commerciali, taxi e auto in condivisione (orientativamente 60% BEV, 40% PHEV), con un apporto di elettricità rinnovabile pari a 0,62 Mtep, cui vanno aggiunti 0,55 Mtep per il trasporto collettivo elettrificato.

Punto 7. Le infrastrutture di ricarica sono una tecnologia totalmente sviluppabile e producibile nel Paese, con ripercussioni sul PIL e sull'occupazione, seppur modeste e una tantum, come conferma la presenza sul mercato di una molteplicità di produttori nazionali di colonnine e *wall box*. Per i veicoli, un ingresso in questo settore sarebbe proficuo per recuperare almeno in parte l'enorme perdita di competitività perduta negli ultimi anni nel campo dell'automobile, soprattutto se si sviluppasse una maggior competitività tecnologica e una maggior capacità produt-

tiva nel settore dei componenti per il *drive train*, mentre la possibilità di un ruolo significativo nel campo delle batterie, che rappresentano una delle voci di maggior peso nel breakdown dei costi del veicolo elettrico, richiede l'immediata partecipazione attiva dell'Italia all'Alleanza europea per le batterie, valorizzando le realtà produttive esistenti nel Paese. Spetta al MiSE individuare le potenzialità del settore e, attraverso stimoli e supporti capaci di creare le condizioni per realizzare o ampliare gli insediamenti produttivi, puntare sui segmenti che appaiono più promettenti.

Punto 8. Per il trasporto pesante, agricolo e marittimo, dove nel prossimo decennio la sostituzione totale dei derivati del petrolio nel singolo mezzo di trasporto è realisticamente fattibile solo ricorrendo al GNL, questo compito potrà essere svolto dal biometano, incrementando notevolmente la partecipazione delle rinnovabili ai consumi nel trasporto. Ciò comporterà nel 2030 un minore consumo di gasolio di 3,58 Mtep, di cui 2,43 per il trasporto su strada e agricolo, 1,15 per il trasporto navale, sostituiti da circa 4,4 miliardi di m³ di biometano. In totale sono attesi investimenti per 5 miliardi e 250 milioni di euro nelle infrastrutture, con circa 10.000 nuovi posti di lavoro stabili. Invece, tenendo conto dell'andamento random delle immatricolazioni di auto a metano negli ultimi anni, della competitività, prevista a partire dal 2024, degli autoveicoli elettrici, dei sempre più stringenti vincoli alle emissioni inquinanti, che favoriranno la mobilità elettrica, dello sviluppo della mobilità condivisa, che già oggi privilegia l'adozione di veicoli elettrici, e dei programmi di investimento delle principali case automobilistiche nella mobilità elettrica, si è assunto prudenzialmente l'obiettivo di 1,5 milioni di auto alimentate a gas nel 2030, tutte a biometano, mentre, per la concorrenza degli autobus elettrici e alimentati da altri biocarburanti, si è valutata pari al 30% la quota di quelli a gas (tutti a biometano). L'insieme delle auto e dei bus a biometano ne richiederà un utilizzo pari a 1,5 miliardi di metri cubi. A tal fine occorre introdurre incentivi per acquisti di auto a metano X+1, consentire l'ingresso nei centri storici anche alle auto a metano, prevedere anche per il trasporto navale marittimo l'assegnazione dei Certificati di immissione al consumo nel caso di utilizzo di biometano, nonché il tempestivo innalzamento della quota di biometano avanzato incentivato.

Punto 9. Per incrementarne l'impiego degli altri biocarburanti, va tenuto presente che, a differenza del biometano, non tutti sono automaticamente utilizzabili tal quali al posto del carburante fossile che intendono sostituire, per cui occorre tenere conto del loro limite di miscelazione. Di conseguenza, gli altri biocarburanti, quando *drop in* potranno concorrere anche alla sostituzione integrale dei carburanti tradizionali, altrimenti per l'utilizzo nell'alimentazione dei veicoli con motore a combustione interna verranno miscelati ai carburanti tradizionali nelle opportune percentuali. Quantità rilevanti di biodiesel possono essere destinate all'alimentazione degli autobus, che in genere si riforniscono presso distributori extra rete all'interno dei depositi, perché per questa applicazione non sono previsti limiti di miscelazione. Se si vuole però effettuare una stima del mercato potenziale, bisogna considerare che difficilmente si impiegheranno miscele con un tenore di biodiesel > 25%. Di conseguenza, in questo campo si può stimare per il 2030 un consumo massimo di biodiesel pari a circa 360.000 m³ (316.000 t).

Al di fuori dei trasporti terrestri, il settore più importante e in continua crescita è quello del trasporto aereo. I moderni velivoli commerciali e militari non possono usare biocarburanti convenzionali, ma solo biocarburanti "drop-in" di nuova generazione. L'unico biocarburante di questo tipo attualmente disponibile sul mercato è il biojet fuel, la cui produzione nazionale potrebbe raggiungere le 150.000 t/anno nel 2030 e un quantitativo analogo potrebbe essere importato. Complessivamente, il contributo al 2030 di biometano, biodiesel, biojet fuel è stimato pari a 2,38 Mtep.

Punto 10. La sfida più sopra delineata dalla tabella è così impegnativa che, per avere successo, richiederà il contributo di tutte le tecnologie disponibili oggi e da qui al 2030, nessuna esclusa. Alla competizione tra loro va sostituita la cooperazione a 360 gradi e a questo obiettivo devono mirare le azioni dei decisori politici nazionali, regionali e locali.

TARGET 2030 PER L'EFFICIENZA ENERGETICA IN ITALIA

Negli ultimi cinque anni l'andamento degli investimenti in efficienza energetica è stato positivo, con un'accelerazione nel 2017 (+10% rispetto al 2016), equiripartita tra industria, edilizia, pubblica amministrazione (Fig. 1).



Fonte: Energy & Strategy Group 2018

Figura 1 – Andamento degli investimenti in efficienza energetica

Ciò nonostante, a fronte di una crescita dell'1,5% del PIL rispetto al 2016, nel 2017 anche i consumi finali di energia hanno registrato lo stesso aumento. Viceversa, nel primo semestre 2018 i consumi finali sono cresciuti di circa il 3% (Terzo Rapporto Trimestrale ENEA 2018), per cui l'impegno per contenere la domanda finale di energia ai livelli attuali non sarà banale.

Pertanto, prendendo come dato di partenza il CFL del 2016 – 122,2 Mtep (ENEA Rapporto Efficienza energetica 2018) arrotondato a 122 Mtep – conservativamente si considerano due scenari al 2030, entrambi caratterizzati da un tasso medio di crescita del PIL dell'1,5%/anno:

Scenario 1: incremento dell'efficienza energetica non abbastanza elevato da impedire che la crescita della domanda sia uguale a quella del PIL;

Scenario 2: l'aumento del PIL è compensato da quello dell'efficienza energetica (1,5%/anno).

Poiché nel 2030 la produzione di energia con fonti rinnovabili dovrà coprire il 32% dei CFL, la Tabella 1 ne quantifica l'obiettivo per entrambi gli scenari.

TABELLA 1 - CONSUMI FINALI E PRODUZIONE ENERGIA DA FER AL 2030 (MTEP)

Consumi finali	Produzione rinnovabili	
Dati 2016	122	21,08
Scenario 1	150	48
Scenario 2	122	39

Poiché la produzione con fonti rinnovabili nel 2030, richiesta dallo scenario 1, è difficilmente conseguibile (Capitolo 5), anche se si verificano tutte le condizioni analizzate nella Sintesi Introduttiva, per i consumi finali di energia il Piano Nazionale Energia e Clima deve realisticamente assumere l'obiettivo dello Scenario 2, che può essere più agevolmente realizzato, promuovendo non solo gli interventi di efficientamento energetico, ma anche quelli che favoriscono l'uso razionale di tutte le risorse, con l'applicazione su larga scala, e per tutti i settori, dei principi di economia circolare.

Gli interventi di efficientamento energetico possono essere classificati in:

- 1. Interventi volti a mantenere costante il Consumo Finale Lordo (122 Mtep/anno, dato 2016) in contrasto con la tendenza crescente dovuta alla crescita del PIL (una riduzione di CFL di circa 1,8 Mtep/anno):** hanno influenza sia sul denominatore della frazione per calcolare la quota di energia rinnovabile, sia sul consumo interno di energia primaria, che è la grandezza di riferimento per l'efficienza energetica.
- 2. Interventi volti a ridurre le perdite di trasformazione (33 Mtep/anno, dato 2016):** hanno influenza solo sul consumo interno di energia primaria.

Dai dati GSE 2016 tra il 2005 e il 2014 risulta un andamento decrescente del CFL, pari a circa 2 Mtep/anno (influenzato dalla crisi economica e dagli interventi di efficienza energetica) e una risalita successiva; dal 2016 lo scenario 2 prevede un CFL costante (Fig. 2).

I risparmi conseguiti nel periodo 2011-2017 grazie agli interventi di efficienza energetica (ENEA Rapporto Efficienza energetica 2018) sono quelli riportati nella Tabella 2. Si evince che tale risparmio risulta pari complessivamente a 8,05 Mtep/anno, cui corrisponde a un risparmio incrementale medio di 1,15 Mtep/anno.

Viceversa, l'invarianza dei consumi può essere raggiunta solo aumentando il risparmio incrementale da 1,15 Mtep/anno a 1,8 Mtep/anno.



Figura 2 – Andamento del CFL storico e secondo Scenario 2

Tabella 2 – Risparmi energetici annuali 2011-2017

Settore	Certificati Bianchi	Detrazioni fiscali *	Conto Termico	Impresa 4.0 *	Regolamenti Comunitari e Alta Velocità *	D.lgs 192/05 e 26/6/15 **	Risparmio energetico		Obiettivo raggiunto (%)
							Conseguito al 2017**	Atteso al 2020	
Residenziale	0,71	2,08	-	-	-	0,85	3,64	3,67	99,2%
Terziario	0,15	0,02	0,005	-	-	0,04	0,22	1,23	17,5%
Industria	2,1	0,03	-	0,3	-	0,07	2,5	5,1	49,0%
Trasporti	0,01	-	-	-	1,68	-	1,69	5,5	30,7%
Totale	2,97	2,13	0,005	0,3	1,68	0,96	8,05	15,5	51,9%

* Stima per l'anno 2017.
 ** Stime per il 2017 relative al periodo gennaio-settembre. Il settore residenziale conteggia anche i risparmi derivanti dalla sostituzione di grandi elettrodomestici.
 Fonte: Elaborazione ENEA su dati Ministero dello Sviluppo economico, ISTAT, Gestore dei Servizi Energetici S.p.A., ENEA, FIAIP, GFK

La prima misura da prendere è quindi la conferma e il miglioramento degli strumenti incentivanti presenti; la seconda è l'introduzione di strumenti innovativi per l'efficienza energetica.

Occorre pertanto individuare una programmazione energetica (da includere nel Piano Nazionale Energia e Clima) che contempli almeno due categorie di interventi.

Per quelli di tipo 1 (riduzione del CFL), vanno programmati interventi complessivi di riqualificazione energetica sugli edifici, a partire dal patrimonio edilizio delle scuole, degli ospedali e dei condomini.

Sulla base dei dati di Tabella 3, che riporta la sintesi del rapporto costo/efficacia dei meccanismi incentivanti (ENEA Rapporto Efficienza energetica 2018), va verificata la possibilità di un potenziamento degli strumenti incentivanti (eventualmente di nuova istituzione), scegliendoli sulla base di un rapporto costo/efficacia analogo a quello esposto in Tabella 3, per:

Tabella 3 – Costo-efficacia degli incentivi, dati cumulati al 2017

Meccanismo	Anni	I ₀	Risparmi		Oneri	Costo-efficacia
	(n)	(G€)	energetici (Mtep)	economici (G€)	(G€)	(c€/kWh)
Certificati Bianchi	13	12,0	57,3	38,0	7,0	2,9
Ecobonus	11	34,6	8,6	5,4	20,5	8,6
FV (Conto energia)	12		82,7		134 (20 a.)	32,0
Altre FER elettriche	<25				110 (20 a.)	

Fonte: Elaborazione ENEA su dati ARERA, CSEA, Camera dei deputati, ENEA, GME, Gestore dei Servizi Energetici S.p.A., Ministero dello Sviluppo Economico

Quanto agli interventi di tipo 2 (riduzione del consumo interno di energia primaria), per ridurre le perdite di trasformazione, pari oggi a circa 30-35 Mtep/anno, occorre verificare la possibilità di introdurre altri strumenti incentivanti, sulla base di un rapporto costo/efficacia, che deve risultare dello stesso ordine di grandezza di quelli esposti nella Tabella 3, da analizzare su casi di applicazione delle tecnologie più promettenti:

- microcogenerazione; teleriscaldamento
- creazione delle comunità dell'energia (elettriche e termiche)
- elettrificazione delle utenze; pompe di calore per riscaldamento; pompe di calore per ACS; cucine a induzione
- programmi di demand/response; aggregatori
- accumulo dell'energia presso gli utenti finali
- automazione, *Building Management Systems*.

Si indicano altresì interventi di carattere generale, che contribuirebbero a incrementare l'efficienza energetica:

- operare un processo di semplificazione delle procedure
- alla luce dall'articolo 14 della legge 94/2012, permettere eventualmente la costituzione di una struttura equiparabile a una Esco, che supporti tutte le strutture della stessa PA nella realizzazione degli interventi di efficienza energetica, struttura a cui potranno partecipare società/enti dello Stato
- effettuare Diagnosi Energetiche e far adottare alle Pubbliche Amministrazioni il Sistema di Gestione dell'Energia (ISO 50001)

- monitorare i contratti per l'efficientamento energetico delle Pubbliche Amministrazioni
- avviare il Fondo di garanzia previsto dall'Art. 15 del D.lgs. 102/2014 e prevedere modifiche migliorative a quanto previsto dal Decreto attuativo (DM Mise 22/12/2017). In particolare, oltre alla capienza: (i) dotazione finanziaria del Fondo non destinata al diretto finanziamento degli interventi, bensì alla stipula di un'assicurazione che serva a fornire garanzie al sistema bancario; (ii) fondo alimentato anche da una quota parte degli utili detassati del sistema bancario e da un'ulteriore quota parte derivante dai risparmi generati dagli interventi realizzati; (iii) fondo che possa entrare nell'equity delle Esco o delle Società di veicolo
- emanare regole nel settore dei Titoli di Efficienza Energetica in modo definito, chiaro e certo, affinché non siano soggetti a interpretazioni o discrezionalità da parte degli Enti preposti
- liberalizzare la cessione dei crediti fiscali derivanti dalle riqualificazioni energetiche degli edifici
- sviluppare e diffondere la contrattualistica adeguata all'utilizzo del Finanziamento Tramite Terzi (FTT) e degli Energy Performance Contract (EPC)
- sviluppare distretti energetici regionali ed eventualmente Esco pubbliche regionali.

L'apporto alla riduzione dei consumi da parte dell'economia circolare richiede che nei processi produttivi ogni bene materiale sia innanzi tutto progettato (*ecodesign*) e prodotto in modo da rendere agevole a fine utilizzo lo smontaggio e il riuso o la trasformazione in altro prodotto dei materiali o dei componenti che lo costituiscono: «from cradle to cradle», dalla culla alla culla.

Per un'azienda i punti più critici sono a monte, nei confronti dei propri fornitori, e a valle, verso i clienti. Occorre infatti stabilire rapporti innovativi tra il produttore e i fornitori di materie prime, di semilavorati e di componentistica, con gli ultimi due realizzati in modo tale da consentire modalità di recupero non dissimili da quelle messe in campo dall'impresa manifatturiera che li acquista. Ciò richiede innanzi tutto una non facile ridefinizione delle specifiche che le forniture devono soddisfare, e dei test di accettazione. Anni, a volte decenni, di standard contrattuali caratterizzati da gradualità perfezionamenti, devono essere drasticamente rivisti. Raggiungere l'accordo tra le parti non è privo di ostacoli, anche perché i fornitori saranno logicamente restii ad accettare clausole che, di fatto, si tradurranno nella riduzione degli acquisti futuri da parte del cliente. Principalmente per questo motivo, pioniere del passaggio all'economia circolare sono prevalentemente imprese di grandi dimensioni, con un forte potere contrattuale nei confronti dei fornitori, mentre il panorama italiano è dominato dalle PMI.

La risposta più ovvia – promuovere centrali di acquisto per imprese affini – non è facilmente realizzabile; ciò che caratterizza le PMI di successo è la specificità del loro prodotto, anche di quello apparentemente più semplice (una scarpa ha più di quindici componenti e la selezione tra le possibili alternative per ciascuno di loro fa la differenza). Per non parlare del timore di rivelare ai concorrenti informazioni sensibili.

Considerazioni analoghe valgono a valle. Un'azienda come la Philips ha la forza e l'autorevolezza per convincere altre imprese a preferire un contratto di servizio (per l'illuminazione della fabbrica e degli uffici), con il relativo hardware di proprietà della Philips, che lo sostituisce o lo rinnova a tempo debito. Una catena di grandi magazzini come H&M è in grado di regalare un buono di sconto per nuovi prodotti, se vengono restituiti quelli usati, perché il volume di questi ultimi rende remunerative sia la loro cessione a una ditta specializzata, per la rivendita come vestiti di seconda mano, sia la conversione della parte non commerciabile in panni per la pulizia, in fibre per impianti tessili, in ammortizzatori o materiali isolanti destinati all'industria automobilistica, mentre il residuo finale viene bruciato per produrre energia.

Probabilmente lo strumento più agevole per superare l'*impasse* sono misure di incentivazione, in particolare per i fornitori di una piccola impresa che accettino di adeguarsi agli standard richiesti: ecodesign; selezione di materiali appropriati; estensione della durata del prodotto. Il reperimento delle risorse necessarie può avvenire:

- per via fiscale, tramite tassazione sulle emissioni di carbonio, sullo smaltimento in discarica o sull'inquinamento ;
- attraverso la progressiva riduzione dei 14 miliardi di euro che annualmente vanno in sussidi ambientalmente dannosi.

TARGET 2030 PER LE RINNOVABILI ELETTRICHE IN ITALIA

Nel periodo 2013-2017 il tasso medio di crescita complessiva della potenza installata delle fonti rinnovabili elettriche in Italia è stato del 2,3% (Tabella 4). Se si esclude tuttavia il 2013, il tasso si abbassa molto e si attesta all'1,6%, a testimonianza di come negli ultimi anni ci sia stato un netto rallentamento. Per il periodo 2013-2017 l'eolico e il fotovoltaico hanno registrato i tassi medi maggiori, rispettivamente del 3,8% e del 3,4%..

Tabella 4 - Analisi del tasso di crescita annua delle FER elettriche nel 2013-2017

	2013	2014	2015	2016	2017	Media
Fotovoltaico	9,0%	2,2%	1,6%	2,0%	2,1%	3,4%
Eolico on-shore	5,4%	1,7%	5,3%	2,7%	3,7%	3,8%
Geotermico	0,1%	6,2%	0,0%	-0,8%	-0,1%	1,1%
Idroelettrico	0,7%	0,3%	0,7%	0,5%	1,2%	0,7%
Bioenergie	6,1%	0,3%	0,3%	1,7%	0,3%	1,7%
TOTALE FER	4,8%	1,3%	1,8%	1,5%	1,9%	2,3%

Fonte: Elaborazione su dati dei report annuali "Impianti di Generazione – Terna"

Nel settore elettrico italiano, per il raggiungimento dell'obiettivo del 32% dei CFL coperti dalla produzione delle rinnovabili, la quota elettrica al 2030, basata su un'ipotesi di consumi elettrici finali pari a 334 TWh, dovrà essere quasi doppia rispetto ai circa 108 TWh del 2016 (210 TWh, pari a 18,06 Mtep), con un ruolo centrale per fotovoltaico ed eolico, che complessivamente dovranno registrare una triplicazione della loro produzione (stima eLeMeNS).

Nel corso del prossimo decennio questa previsione potrebbe essere modificata dal maggiore efficientamento energetico indotto dal processo di digitalizzazione nel sistema elettrico e, più in generale, nei sistemi produttivi (Industria 4.0). In funzione della velocità con cui tali processi saranno realizzati, l'apporto della produzione elettrica con FER, necessaria per realizzare l'obiettivo al 2030, potrebbe scendere fino a 200 TWh.

Con la previsione qui assunta, complessivamente si dovranno installare circa 4,4 GW/anno di potenza FER a partire già dal 2018, con contributi differenziati per fonte. Per il fotovoltaico (FV) si prevede una potenza installata di circa 3,5 GW/anno, per l'eolico oltre 0,8 GW/anno ed infine per il geotermico 10 MW/anno. Sempre nello stesso orizzonte temporale 2017-2030, si stima una sostanziale stabilità della potenza idroelettrica e delle bioenergie, al cui interno crescerà la produzione con biogas (Tabella 5).

Tabella 5 - Contributo richiesto alle FER elettriche al 2030

FER	2016		2017	2030		GW/anno 2018-2030
	Potenza installata [GW]	Produzione [TWh]	Potenza installata [GW]	Potenza installata [GW]	Produzione [TWh]	
Fotovoltaico	19,28	22,10	19,68	65,43	86,00	3,52
Eolico on-shore	9,41	17,69	9,76	20,67	47,00	0,84
Geotermico	0,81	6,29	0,81	0,90	7,00	0,01
Idroelettrico	18,64	42,43	18,86	20,09	55,00	0,09
Bioenergie	4,12	19,51	4,14	3,26	15,00	-0,07
TOTALE	52	108	53	110	210	4,39
Tasso % medio annuale						5,8%

Fonte: Elaborazione su scenario eLeMeNS

La Figura 3 riporta il corrispondente andamento della potenza da installare annualmente tra il 2017 e il 2030. La Figura 3 riporta il corrispondente andamento della potenza da installare annualmente tra il 2017 e il 2030.

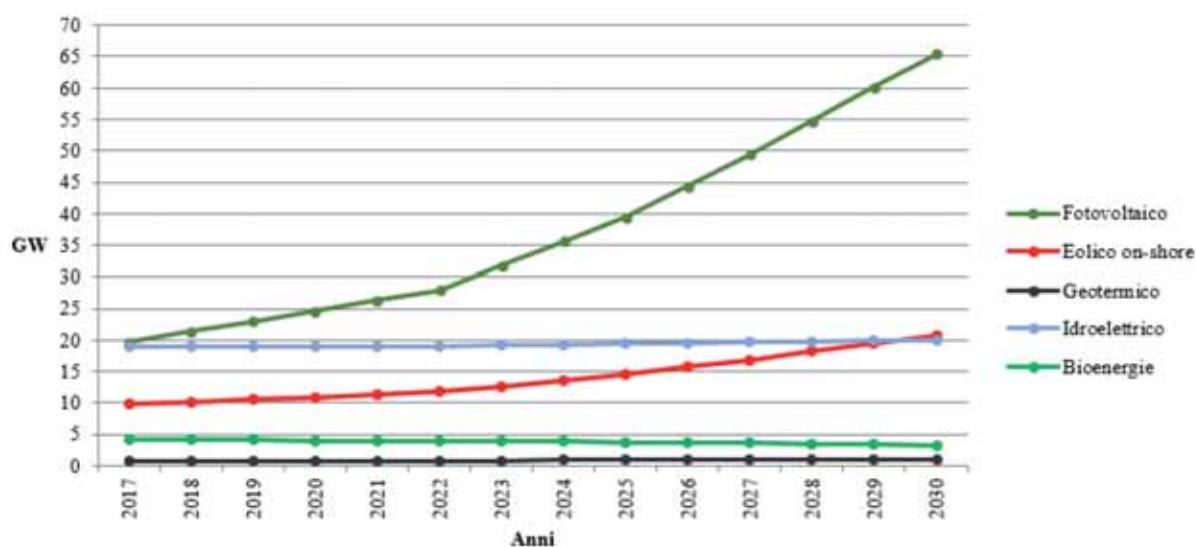


Figura 3 -: Previsione potenza FER da installare annualmente (2017-2030)

Fonte: Elaborazione su scenario eLeMeNS

Con riferimento all'obbligo per gli Stati Membri di dimostrare di aver messo in campo tutte le azioni necessarie per raggiungere l'obiettivo al 2030: il 18% dell'obiettivo 2030 entro il 2022, il 43% entro il 2025, il 65% entro il 2027, e naturalmente il 100% entro il 2030, la Figura 4 riporta la

stima della produzione elettrica con FER nel periodo 2017-2030.

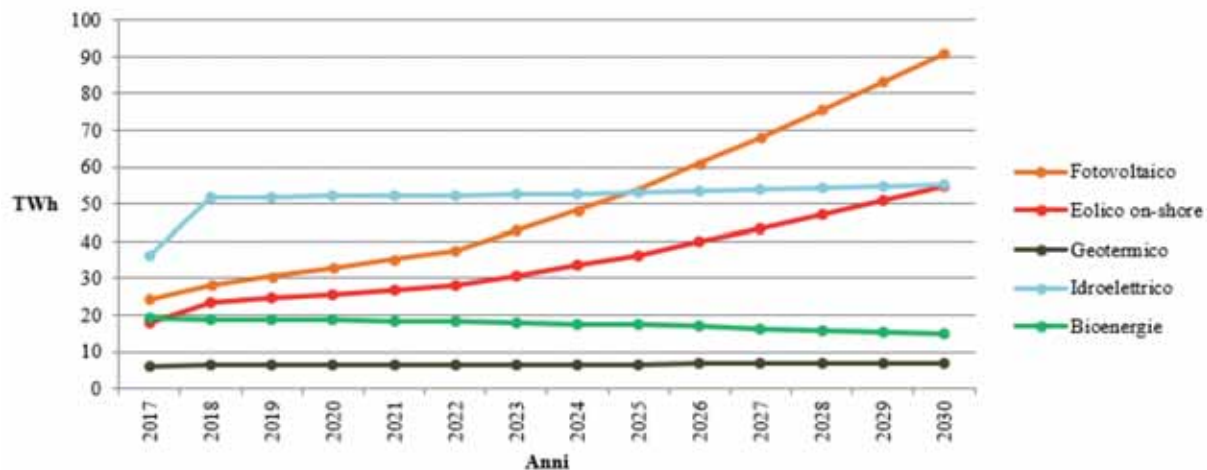


Figura 4 – Stima dell'andamento della produzione elettrica con FER

Fonte: Elaborazione su scenario eLeMeNS

Le misure generali per garantire questo sviluppo delle FER devono anzitutto essere contestualizzate in una visione d'insieme, che non contrapponga le varie tecnologie e che preveda una programmazione più definita e rispettata di quella attuale, dando piena attuazione ai contenuti del Piano Nazionale Energia e Clima. Il tutto in un'ottica di totale complementarietà tra gli strumenti da mettere essere messi in atto, che consideri la transizione energetica come una grande opportunità per il sistema industriale del paese.

A livello generale, oltre a rendere stabili e non modificabili retroattivamente le misure adottate e a semplificare l'iter autorizzativo – misure ovvie, purtroppo frequentemente disattese in passato - è fondamentale:

- permettere lo sviluppo dei sistemi di distribuzione chiusi, valutando i necessari criteri di equità e gli impatti sui consumatori, sui *prosumer* e sull'intero sistema, anche con l'obiettivo di garantire un livello sempre maggiore di sicurezza e adeguatezza;
- eliminare i limiti esistenti alla stipula di contratti a medio-lungo termine, creando per contro le condizioni idonee (aggregazione della domanda e dell'offerta) a facilitare la diffusione di uno strumento fondamentale per la bancabilità delle FER, nonché introducendo forme di garanzia sia per il produttore che per il consumatore. Ciò comporta il rapido varo della delibera di ARERA, prevista dal 4 luglio 2014 dall'art.11 del D. Lgs. 102, necessaria per consentire l'aggregazione della domanda, e la modifica del codice di rete di Terna.

Una maggiore penetrazione della generazione distribuita favorirà lo sviluppo di microreti, con sistemi intelligenti di produzione, distribuzione e consumo dell'energia elettrica, che dovranno

necessariamente rispondere a criteri di efficienza e avvalersi di sistemi di accumulo dell'energia o della potenza, contribuendo a delineare sistemi flessibili, in grado di integrarsi con gli accumuli distribuiti e mobili creati dai veicoli elettrici e con l'utilizzo della flessibilità della produzione proveniente dal settore delle bioenergie, in particolare dalla produzione di elettricità con biogas.

Detta produzione, infatti, rappresenta un bacino di risorse per il dispacciamento totalmente rinnovabile e già prontamente disponibile (la recente legislazione tedesca in materia ne è una prova tangibile), il cui sviluppo consentirebbe di contribuire positivamente alla crescita prospettata della produzione fotovoltaica ed eolica. Il tutto richiede però il rapido completamento di quanto parzialmente avviato con la Deliberazione dell'Autorità per l'Energia 894/2017/R/EEL del 21 Dicembre 2017, liberalizzando la compravendita *peer to peer* e i sistemi di distribuzione chiusi e fissando i criteri per la costituzione di Comunità energetiche locali.

Nell'ottica del raggiungimento degli obiettivi al 2030, è necessario ricorrere in maniera crescente ai *Power Purchase Agreement* (PPA), strumento che consentirà di fornire al settore delle rinnovabili quella stabilità necessaria per una crescita organica e sostenibile. In particolare, la diffusione nel nostro Paese dei Corporate PPA, contratti di compravendita stipulati tra un produttore e un consumatore prima della realizzazione dell'impianto FER a un prezzo fisso, di norma modificabile nel corso del contratto sulla base di meccanismi di indicizzazione o di clausole di salvaguardia, aumenterà sensibilmente la bancabilità dei progetti, con il risultato di agevolare sensibilmente la fase di finanziamento e realizzazione degli impianti.

In Italia, complice la scarsità di grandi imprese, che potrebbero garantire importanti volumi di acquisto, risulta quanto mai urgente ragionare sul concetto di integrazione di più soggetti, PMI, distretti industriali, privati, comunità, al fine di incrementare la domanda e sfruttare appieno le potenzialità di questo strumento. È pertanto necessario accelerare sull'adozione dei punti aggregati di domanda e offerta (UVAC e UVAP), ad oggi in fase di progetto pilota, e sollecitare Terna, affinché provveda all'ampliamento del perimetro di azione dei raggruppamenti delle unità di produzione, ad oggi vincolate dal codice di rete che ne limita di molto i campi di applicazione.

Ragionando nell'immediato, i meccanismi di incentivazione per le rinnovabili elettriche, diversamente da quanto previsto nel DM FER, dovrebbero prevedere contingenti di potenza specifici in funzione della tecnologia per almeno tre anni a venire (meglio cinque), ma con particolare riferimento alla tipologia di connessione (alta, media o bassa potenza), tenendo presenti le esigenze e le criticità del sistema elettrico. Lo scopo di questi meccanismi sarà, anche nei prossimi anni, quello di accompagnare nella maniera più efficace le tecnologie più rilevanti verso la *market parity*, cioè fino al momento, presumibilmente oltre il 2020, in cui ne verrà confermato il raggiungimento per tutte. A quel punto si saranno create le condizioni per il ricorso massiccio a meccanismi basati sul mercato dell'energia, quali i PPA.

Se invece dei PPA virtuali, oggi prevalenti, si metteranno in campo misure atte a privilegiare contratti tra offerta e domanda sufficientemente limitrofe, questi avranno la funzione di regolarizzare il sistema in toto, in quanto favoriranno la decentralizzazione energetica, evitando di congestionare la rete e creando le condizioni per il rifiorire di distretti industriali, che potranno eliminare i problemi connessi alla fluttuazione del prezzo dell'energia, e per lo sviluppo delle Comunità energetiche che, stipulando un PPA, potranno evitare l'investimento e la gestione, entrambi onerosi, dell'impianto destinato a erogare l'energia di base.

In questo contesto, i futuri meccanismi di sostegno alle rinnovabili potrebbero basarsi sui contratti PPA, attraverso un ruolo pubblico di garanzia che integri il prezzo nel caso questo scendesse al di sotto di livelli prefissati, e ponendosi come soggetto acquirente nel caso di mancato raggiungimento delle condizioni quantitative o di durata dell'offerta.

Sarebbe inoltre opportuno:

- valutare **criteri premianti per i diversi impianti**, relativi ad esempio alla presenza di sistemi di accumulo, di colonnine di ricarica per veicoli, di integrazione con altri vettori energetici, di autoconsumo, di sistemi intelligenti, di servizi resi alla rete;
- introdurre una categoria costituita da **impianti con tecnologie FER non programmabili** - a prescindere dalla tipologia di fonte - **integrati con sistemi di accumulo**, al fine di agevolare lo sviluppo della filiera dello storage;
- indirizzare particolari tecnologie maggiormente versatili, come ad esempio gli impianti di piccola taglia, alla **creazione e alla diffusione capillare di microreti** che rispondano a criteri di efficienza.

Per quanto riguarda i prossimi anni, in cui opererà il prossimo DM, si ritiene che all'ammontare delle risorse disponibili dovranno concorrere non solo quelle residue nell'ambito del cap di 5,8 miliardi di euro per le FER non fotovoltaiche, identificato negli ultimi due decreti (DM 6 luglio 2012 e DM 23 giugno 2016), ma anche quelle liberatesi, a causa dell'applicazione dello spalma-incentivi e dell'attività di controllo e verifica del GSE, nell'ambito del cap dei 6,7 miliardi di euro per l'incentivazione del settore fotovoltaico.

È necessario inoltre evidenziare come investire in fonti rinnovabili comporti ricadute positive su più fronti. Se si ipotizzasse uno scenario inerziale, che non prevede lo sviluppo delle FER, la maggior parte della domanda di energia elettrica sarebbe servita dalla produzione di impianti termoelettrici a gas. L'incremento delle fonti rinnovabili, richiesto per centrare gli obiettivi al 2030, determina invece una diminuzione del consumo e import di gas e una riduzione delle emissioni di CO₂. Ipotizzando un prezzo medio di vendita del gas in linea con lo scenario EUCO adottato dalla SEN 2017, il mancato costo cumulato al 2030, derivante dalla riduzione della generazione termoelettrica a gas, è stimabile in 44 miliardi di euro (fonte Elemens).

Va anche sottolineato che, per realizzare gli obiettivi al 2030, includendo anche la dotazione di accumuli elettrochimici, in media occorreranno circa 4,5 miliardi all'anno tra il 2019 e il 2030, per un ammontare complessivo nell'intero periodo prossimo ai **50 miliardi di euro**. Investimenti che comportano ricadute significative sui livelli di occupazione, sia per quanto riguarda gli occupati temporanei (posti di lavoro creati lungo la filiera dalle attività di progettazione e costruzione dei nuovi impianti), sia per gli occupati permanenti (addetti generati lungo la filiera dalla gestione e manutenzione delle centrali per l'intera vita utile degli impianti). **Al 2030 si stima che gli occupati permanenti saranno circa 51.100 unità, mentre gli occupati temporanei saranno 77.600.**

Infine, gli investimenti in impianti a fonti rinnovabili comportano significativi benefici economici per il sistema Paese. Il maggior fatturato delle imprese italiane attive lungo la filiera delle FER si traduce da un lato in una crescita del valore complessivo dei salari e dei contributi previdenziali dei dipendenti, dall'altro in un aumento dell'utile e quindi del valore per gli azionisti delle imprese. Lo sviluppo delle FER comporta quindi significative ricadute anche in termini di gettito fiscale e contributi agli enti locali. Le attività di progettazione e costruzione degli impianti generano un gettito incrementale di IRAP e IRES versati dalle imprese italiane, mentre il loro esercizio contribuisce a maggiori entrate per il territorio. **Il gettito incrementale IRES-IRAP nel periodo 2020-2030 è stimato in 1,5 miliardi di euro, il contributo dell'IMU pari a 0,8 miliardi, l'IVA per i piccoli impianti in autoconsumo a 0,9 miliardi, mentre i contributi per gli enti locali raggiungono 0,8 miliardi.**

Per quanto riguarda le singole tecnologie, si illustrano di seguito le principali misure specifiche.

FOTOVOLTAICO

La Tabella 5 e le Figure 3 e 4 mettono in evidenza che il fotovoltaico sarà la tecnologia a cui verrà richiesto il maggior contributo per raggiungere gli obiettivi al 2030. Nel periodo tra il 2018 e il 2030 dovranno essere infatti installati circa 45 GW di nuova potenza. Sarà necessario, inoltre, preservare e potenziare la capacità già installata.

A tal proposito è sicuramente molto positiva la norma contenuta all'art. 1 c. 960 della Legge di Bilancio 2018, che ha finalmente introdotto principi di proporzionalità e ragionevolezza nell'irrogazione delle sanzioni da parte del GSE nell'ambito dell'attività di controllo.

Bisognerà inoltre affrontare il problema della stagionalità della produzione fotovoltaica, che è massima nei mesi estivi, per poi calare fino a raggiungere un valore minimo, di norma in dicembre. Il fenomeno è già evidente oggi, ma con il fotovoltaico che contribuisce per l'8-9% alla produzione elettrica nazionale, Terna non incontra grossi problemi nella gestione della rete. La situazione diventerà invece sempre più complicata, procedendo verso il 2030, quando nella nostra valutazione il fotovoltaico coprirà circa il 26% della produzione elettrica nazionale, con un esubero, rispetto alla domanda, di almeno 3 TWh nei mesi estivi, e un deficit che a dicembre potrebbe avvicinarsi a 5 TWh.

Sono cifre indicative, che mettono in evidenza le dimensioni del problema, affrontabile solo con sistemi di accumulo aventi capacità sufficiente ad assorbire il surplus estivo e a restituirlo nei mesi invernali, in funzione dell'andamento della domanda: prestazioni garantite dagli impianti di pompaggio che, se alimentati dal surplus della generazione fotovoltaica e di altre rinnovabili (soprattutto eolico), aggregate per ambiti territoriali, saranno economicamente convenienti, trattandosi di produzioni a costo proporzionale nullo.

Si dovranno però realizzare nuovi impianti di pompaggio, prevalentemente nel centro-sud: secondo la SEN, per una potenza complessiva di 5 GW, con investimenti di 3-3,5 miliardi, recuperabili dal differenziale tra prezzo d'acquisto e prezzo di vendita del kWh.

Tra le principali misure necessarie per lo sviluppo del fotovoltaico occorre:

- emanare in tempi brevi il Decreto MiSE, che declini in dettaglio la citata norma della Legge di Bilancio 2018 sul principio di proporzionalità;
- definire un nuovo quadro normativo, che consenta di aumentare, a parità di superficie occupata, le potenze degli impianti installati;
- valutare la possibilità, per i terreni agricoli, di assicurare accurati e severi criteri a garanzia della produzione primaria che, se rispettati, consentano l'installazione di impianti;
- valutare la possibilità di installazione di pannelli fotovoltaici galleggianti su bacini idroelettrici, soluzione che garantirebbe una serie di benefici come la prevenzione dell'evaporazione dell'acqua e della formazione di alghe, l'aumento dell'efficienza grazie al raffreddamento operato dall'acqua sui pannelli, l'aumento della produzione fotovoltaica nelle zone centro-settentrionali del Paese, dove è collocato il baricentro della domanda;
- valorizzare l'autoconsumo in ambito residenziale terziario e industriale, con sistemi di sostegno esplicito, come quelli più sopra illustrati, e stabilizzando la detrazione fiscale per il fotovoltaico residenziale e il superammortamento per il fotovoltaico, considerato bene mobile di un'impresa;
- prevedere aste neutrali, con tariffe specifiche per impianti con accumuli, cui possono partecipare anche impianti in autoconsumo in forma aggregata, considerando impianti installabili su tetto;
- prevedere una graduale transizione verso meccanismi che, partendo da quelli attuali, integrino al loro interno l'assegnazione di contratti PPA;
- prevedere che alle stazioni di ricarica di veicoli elettrici siano associati degli impianti fotovoltaici su pensilina o su edifici limitrofi; in alternativa prevedere che i gestori delle stazioni di ricarica si impegnino a utilizzare solo energia da fonte rinnovabile.

EOLICO

L'eolico costituisce una risorsa energetica insostituibile, con una potenza installata di quasi 10 GW e una produzione di energia elettrica rinnovabile di 17,4 TWh, cui corrispondono emissioni evitate di CO₂ pari a circa 10 milioni di tonnellate, un risparmio pari a 20 milioni di barili equivalenti di petrolio e un bacino occupazionale, tra occupati diretti ed indiretti, di 15.600 unità.

Tra gli obiettivi fissati dal PAN (Piano d'Azione Nazionale) nel 2010, in attuazione della Direttiva 2009/28/CE, le installazioni eoliche al 2020 dovevano crescere fino a 12.680 MW. Per raggiungere questo obiettivo, si dovrebbero installare circa 1.000 MW all'anno, quota largamente in linea con le capacità del settore (in grado di arrivare oltre 1.400 MW/anno), ma fortemente ostacolata dai ritardi del vigente quadro normativo, non delineato per il lungo termine, ma soprattutto per il medio e il breve, per cui gli operatori del settore navigano a vista.

Inoltre, le prospettive del settore eolico al 2030, grazie al rilevante incremento delle prestazioni, reso possibile dalle innovazioni tecnologiche, sono tali da consentire di più che raddoppiare la capacità attuale, raggiungendo 17 GW, con una produzione pari a oltre 36 TWh, 27 milioni di tonnellate di emissioni di CO₂ evitate, 50 milioni di barili equivalenti di petrolio risparmiati e prospettive occupazionali fino a 67.000 unità distribuite sul territorio, localizzate principalmente in aree sotto questo aspetto notoriamente depresse.

In aggiunta, il rinnovamento degli impianti eolici esistenti può garantire l'incremento della potenza di generazione elettrica da fonte rinnovabile, preservando la risorsa suolo, assicurando un miglioramento nell'offerta di servizi per la gestione ottimale della rete e contestualmente riducendo l'impatto visivo

Occorre pertanto:

- prevedere nell'immediato aste con contingentati di potenza dedicati per l'eolico, tali da raggiungere il potenziale previsto al 2020 e comunque con almeno tre anni di visibilità (l'ideale sarebbe cinque);
- introdurre un principio di favore per il rinnovamento degli impianti esistenti, attraverso appropriate misure, quali l'introduzione di ulteriori semplificazioni agli attuali iter autorizzativi (dalle tempistiche incerte e territorialmente disomogenei) rispetto a quelle introdotte con il Decreto legislativo sulla Valutazione di Impatto Ambientale (VIA);
- prevedere il superamento, per gli interventi di rinnovamento, dei divieti imposti dallo spalma-incentivi, eventualmente attraverso l'introduzione di meccanismi di sostegno, basati su sgravi fiscali e sulla riduzione del capitale di investimento;
- prevedere aste dedicate per le ricostruzioni integrali di impianti esistenti, con contingentati opportunamente calibrati, oppure un'ulteriore potenza nel contingente per i nuovi impianti, in ossequio ai legittimi principi di *level playing field* e di equa concorrenza;
- prevedere una graduale transizione verso meccanismi che, partendo da quelli attuali, integrino al loro interno l'assegnazione di contratti PPA;
- consentire di aumentare la potenza installata nei limiti di un valore percentuale indicato, con il vincolo di non incrementare il suolo occupato e di ridurre gli impatti complessivi.

SOLARE TERMODINAMICO

Uno dei vantaggi principali che presenta la tecnologia del solare termodinamico è la possibilità di accumulare l'energia termica raccolta dal campo solare e di produrre energia elettrica, quando si presenta la necessità, anche in assenza di radiazione solare.

La possibilità di accumulare l'energia termica consente di programmare la produzione di elettricità, superando l'aleatorietà tipica della maggior parte delle fonti rinnovabili.

Le isole maggiori, Sicilia e Sardegna, e le regioni del Sud come Calabria, Puglia, Basilicata fino al Lazio, sono le zone più interessanti per lo sviluppo del Solare Termodinamico, per l'alto livello di radiazione diretta annuale e per le favorevoli condizioni geografiche e morfologiche. Parte del potenziale installabile sarebbe già coperto da diversi progetti autorizzati e da altri in fase terminale di autorizzazione.

Per poter accedere ai mercati esteri – vero business del solare termodinamico nei prossimi anni

– è infatti indispensabile realizzare alcuni impianti produttivi di media dimensione in Italia, in modo da valorizzare la filiera nazionale e posizionarla sul mercato globale. Il nostro Paese, disponendo di proprie tecnologie, sviluppate dalla ricerca e dall'industria nazionali, potrebbe infatti ambire a coprire il 10% del mercato internazionale del Solare Termodinamico, con fatturato potenziale di oltre 2 miliardi di euro.

Per avere finalmente uno sviluppo di tale tecnologia occorre:

prevedere indicazioni chiare sugli iter da seguire da parte degli enti autorizzativi; non è infatti accettabile che ci siano impianti in fase autorizzativa da più di 5 anni. Va data una risposta, positiva o negativa che sia, in tempi contenuti, in modo da evitare, come frequentemente accaduto finora, che questa incertezza normativa comporti l'allontanamento di investitori stranieri, interessati alla realizzazione di impianti;

risolvere i problemi riscontrati nelle aste trascorse, legati al troppo poco tempo a disposizione per definire gli aspetti economico – finanziari, dal momento che si trattava di progetti innovativi e senza precedenti storici in Italia. Di conseguenza, rispetto ai tre potenziali partecipanti (tre impianti autorizzati per 108 MW), non c'è stato nessun partecipante effettivo.

IDROELETTRICO

Di fondamentale importanza sarà delineare le proposte di sviluppo e tutela del settore idroelettrico in Italia anche oltre il 2020, con particolare riferimento alla sostenibilità ambientale e alla necessità di sfruttarne al massimo le potenzialità, per contrastare i possibili effetti della siccità prodotta dal cambiamento climatico.

Il settore ha tutte le caratteristiche per il riconoscimento delle condizioni particolari delle Linee Guida, di cui alla Comunicazione della Commissione Europea 2014/C 200/01, vale a dire beneficio ambientale (dal punto di vista della gestione e della preservazione idro-geologica del territorio, in particolare nelle aree montane) e di integrazione nelle reti (elevata prevedibilità e possibilità di fornire servizi di rete).

Il carattere di prevedibilità della produzione idroelettrica è infatti importante ai fini della programmazione dell'esercizio del sistema elettrico, in quanto consente una gestione del medesimo con piccoli scostamenti di incertezza, considerando la produzione ubicata a scala zonale-regionale, che di fatto si configura per i DSO come una aggregazione tra le centrali ivi presenti.

Va anche sottolineato il contributo positivo al sostentamento della tensione nel punto di connessione alla rete, potendo modulare la quantità di potenza, oltre che attiva, anche reattiva, scambiata con la rete.

Inoltre, l'assegnazione diretta di risorse per lo sviluppo del settore è stimata su valori ben al di sotto dei margini di manovra, che si apriranno nel medio termine (Figura 5).

Tra i fattori di criticità, va considerato il rischio che un'applicazione "fondamentalista" delle norme concernenti la qualità dell'acqua, e in particolare il deflusso ecologico, porti non solo a una significativa riduzione della produzione idroelettrica nazionale, ma addirittura a una sostanziale limitazione della capacità dell'idroelettrico di modulare la produzione in funzione del mercato e dei carichi di rete.

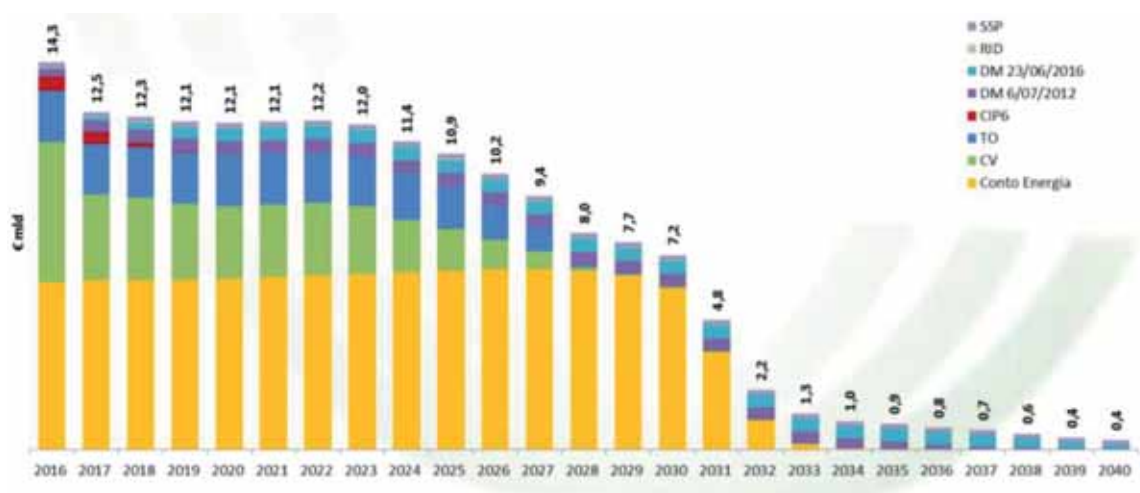


Figura 5- Evoluzione attesa degli oneri di incentivazione delle FER elettriche
Fonte: GSE

È anche auspicabile arrivare in tempi brevi alla definizione di un equo quadro regolatorio in tema di rinnovo delle concessioni di grande derivazione scadute e in scadenza, il che consentirà una nuova fase di investimenti nei grandi impianti idroelettrici.

In generale occorre:

- considerare come “potenza” dell’impianto la “potenza nominale di concessione” e non la potenza installata, nell’ottica del rispetto della comunicazione della Commissione Europea 2014/C 200/01 (“Disciplina in materia di aiuti di Stato a favore dell’ambiente e dell’energia 2014-2020”) relativamente agli impianti idroelettrici, in considerazione della fattispecie propria degli impianti ad acqua fluente;
- garantire l’incentivazione di ogni kWh prodotto anno per anno, così come avviene per tutte le altre fonti rinnovabili, applicando come cap all’energia incentivabile unicamente il vincolo della “potenza massima di concessione”. Si sottolinea che limitare la produzione incentivata, come previsto nel documento GSE sulla *“Gestione esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili diversi dai fotovoltaici ammessi agli incentivi”*, al prodotto della “potenza nominale media annua” per le ore annue, introduce per gli impianti idroelettrici un vincolo tecnicamente insensato, non previsto da alcun Decreto Ministeriale in tema di incentivi, non giustificato dalla vigente normativa in materia di acque e in evidente antitesi con l’obiettivo del Piano Nazionale Energia e Clima: promuovere la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile;
- prevedere contingenti ed aste dedicate per il settore idroelettrico, anche in considerazione del fatto che è l’unico settore FER che paga sostanziosi canoni per l’uso della fonte rinnovabile;
- prevedere una revisione del sistema dei canoni e sovracani, inutilmente complesso e troppo oneroso nell’attuale contesto di mercato competitivo, in particolare con una componente variabile collegata all’energia prodotta;
- prevedere meccanismi di sostegno/favore per il *repowering-revamping* dell’intero parco idroelettrico nazionale (grandi e piccole derivazioni che hanno raggiunto una obsolescenza del macchinario elettro-idraulico e dei sistemi di automazione);
- promuovere il micro-idro, con potenze minori di 500 kW, e recuperare bassi salti idraulici, con potenze inferiori a 50 kW, con oneri di incentivazione molto contenuti, dal momento che si sta progressivamente riducendo la possibilità di realizzare siti idroelettrici con potenze superiori a 500 kW e che, di converso, il costo di realizzazione di centraline di bassa potenza risulta essere gravato da costi specifici ancora molto elevati rispetto ad impianti di taglia superiore, tali da non consentire nel breve periodo il raggiungimento della *grid parity*;
- prevedere un criterio di priorità, indipendentemente dalla potenza, per gli impianti appartenenti ai Registri, di cui al DM 23 giugno 2016, non assegnatari per superamento del contingente. Con l’obiettivo di raggiungere gli sfidanti target al 2030, appare opportuno consentire l’accesso agli incentivi anche agli impianti mini-idro (compresi quelli inclusi nella “tabella C” della graduatoria dei Registri), che avranno avviato i lavori prima dell’emanazione del nuovo decreto, visto che tali impianti sono già autorizzati e alcuni di essi pagano i relativi canoni demaniali già dal rilascio del titolo concessorio;
- avviare tempestivamente un tavolo di confronto con MATM e Regioni, che porti a definire una normativa sul deflusso ecologico, basata su sperimentazioni reali e non su assunzioni

aprioristiche, che portano a penalizzare la produzione idroelettrica senza reali vantaggi ambientali;

- promuovere la realizzazione di impianti idro di speciale interesse pubblico, che non solo incrementano la produzione di energia rinnovabile, ma comportano anche una gestione virtuosa del ciclo dell'acqua, tra cui quelli che generano o recuperano capacità d'invaso, utilizzabile anche in sinergia con i sistemi di irrigazione, bonifica e idropotabili, che riducono i fenomeni di piene e magre artificiali, consentono la laminazione delle piene, la fruizione sociale e la navigazione turistica di laghi e corsi d'acqua interni.

GEOTERMICO

Lo sviluppo del settore geotermico richiede politiche di sostegno, che consentano l'avvio di un processo di apprendimento e di riduzione dei costi di generazione associati alle nuove tecnologie.

In geotermia i costi dello sviluppo non hanno infatti avuto riduzioni sensibili, per almeno tre motivi:

- non c'è stato l'effetto scala che si è verificato nelle altre rinnovabili, a causa della crescita molto meno marcata dell'utilizzo di questa risorsa e quindi dell'applicazione delle tecnologie ad essa collegata, per cui il costo delle macchine e dei pozzi non è diminuito;
- le possibili aree di sviluppo, rimaste in Italia, sono caratterizzate da una risorsa meno appetibile, in quanto più profonda o di entalpia più bassa, quindi più costosa da reperire e/o da utilizzare;
- le prescrizioni ambientali, normalmente adottate per una sempre maggiore sostenibilità ambientale dei progetti geotermici, hanno aumentato ulteriormente i costi di investimento e di esercizio.

Per quanto riguarda **l'installazione di impianti geotermici tecnologicamente avanzati**, si stima che, in caso di adeguato sostegno al settore, sia possibile installare già entro il 2024 fino a circa 125 MW di potenza immessa in rete (equivalente ad oltre 1 TWh di energia). Tale processo potrebbe portare ad una riduzione di circa il 20% dell'attuale costo medio di generazione di tali impianti (~210 €/MWh). Al 2030, la riduzione potrebbe addirittura raggiungere il 35%, a fronte dell'installazione di impianti geotermici tecnologicamente avanzati per oltre 200 MW di potenza immessa in rete. Inoltre, l'inserimento di questa produzione nell'ambito del riutilizzo anche del calore, potrebbe rendere la geotermia autonoma dal fabbisogno degli incentivi.

Per contro, va sottolineato che in oltre sette anni non è stato approvato alcun permesso, né autorizzata alcuna centrale tecnologicamente avanzata. Il primo elenco di sei permessi sperimentali, approvato dal MiSE, è stato pubblicato alla fine del 2016, ma non si è ancora concluso l'iter autorizzativo. Inoltre, alcune regioni, tra cui il Lazio, hanno ignorato il deposito di decine di permessi di ricerca.

Occorre infine ricordare che la geotermia dei cicli binari a reiniezione totale, che non immette CO₂ in atmosfera, attualmente ha tempi di autorizzazione eccessivamente lunghi.

Per favorire lo sviluppo della risorsa geotermica, occorre quindi:

- prevedere contingenti dedicati alla tecnologia geotermica (anche per i progetti di grande taglia), per evitare una sensibile contrazione degli investimenti in questo settore tecnologico, che fa da traino a una filiera industriale tutta italiana, e per mantenere la *best practice* a livello mondiale;
- prevedere un meccanismo di supporto dedicato non unicamente alla realizzazione di nuovi impianti, ma anche a rifacimenti, ammodernamenti e all'integrale ricostruzione degli impianti esistenti, che svolgono un ruolo fondamentale nello sviluppo e nel mantenimento della produzione rinnovabile. È pertanto importante che, nell'ambito dei cluster individuati, siano previsti anche specifici contingenti dedicati a queste categorie di interventi;
- realizzare di nuove centrali geotermiche a ciclo binario e a reiniezione totale in aree limitrofe ai centri abitati, in modo da fornire un teleriscaldamento alternativo a quello che brucia fonti fossili, e consentendo la vendita dell'energia elettrica prodotta in sistemi chiusi e sul mercato libero;
- prevedere tempi autorizzativi certi e globalmente non superiori ai due anni per centrali di taglia non superiore ai 5 MW, nonché la garanzia del rilascio delle autorizzazioni entro sei mesi per le piccole utilizzazioni geotermiche da 100 kWe e 500 kWt, con pozzi di profondità non superiore a 400 m.

BIOGAS/BIOMETANO

Va innanzi tutto sottolineato che il biogas fatto bene (BIOGASDONERIGHT®) sostiene le produzioni alimentari di qualità, differenziando e integrando l'attività agricola con la produzione di energia e comporta:

- la valorizzazione di effluenti zootecnici, residui agricoli e sottoprodotti agroindustriali;
- la produzione di «carbonio addizionale», grazie alle doppie colture e a nuove rotazioni ottimizzate;
- l'incremento del carbonio stoccato nel suolo (utilizzo del digestato e maggiore produzione di radici);
- l'ottimizzazione del riciclo dei nutrienti e dell'uso dell'acqua;
- la riduzione dei costi di produzione dei prodotti alimentari (sicurezza alimentare);
- la diversificazione dei mercati;
- maggiore capacità di investimento;
- più innovazione nel settore primario;
- una riduzione significativa delle emissioni di CO₂ nell'attività agricola.

Il biogas fatto bene rappresenta quindi uno strumento insostituibile per garantire lo sviluppo di un'agricoltura sostenibile sotto il profilo sia ambientale, sia economico, che di per sé giustificherebbe il sostegno alla crescita della sua produzione. Per di più, il biogas e la sua trasformazione in biometano sono fonti energetiche rinnovabili, utilmente impiegabili anche in settori diversi dall'agricoltura: principalmente nel trasporto e nella produzione di energia elettrica.

La produzione di elettricità da biogas è infatti caratterizzata da una rilevante flessibilità che, oltre a favorire la sua integrazione nel sistema elettrico, può essere utilizzata per apportare risorse di bilanciamento al sistema per la crescita delle altre fonti rinnovabili.

L'integrazione della crescita della produzione di elettricità da biogas e della produzione di biometano rappresenta un'opportunità unica per il sistema energetico: un impianto a biogas che integri entrambe le forme di produzione è caratterizzato da efficienze produttive elevate con una assoluta flessibilità di gestione.

Si propone pertanto di:

- assumere come obiettivo la produzione al 2030 di 9 miliardi di metri cubi di biometano da agricoltura, da rifiuti organici ed eventualmente da Power to Gas;
- prevedere per biogas/biometano strumenti di sostegno, che ne valorizzino la programmabilità della produzione (dispacciamento);
- prevedere l'uso del biogas/biometano sia in ambito decentrato (*on site*), sia per immissione in rete per usi diversificati;
- prevedere una categoria ad hoc per gli impianti biogas da discarica, poiché caratterizzati da costi differenti, rappresentati da canoni di concessione e royalties per i diritti di sfruttamento dei bacini di biogas.

BIOMASSE SOLIDE

Le previsioni della SEN indicano che per gli impianti a bioenergie esistenti il mantenimento dei sistemi incentivanti potrà avvenire in condizioni di maggiore efficienza, ovvero nel caso in cui presentino prestazioni idonee a ridurre le emissioni e che siano alimentati da scarti, residui e/o eventualmente da prodotti di secondo raccolto. Sui nuovi grandi e medi impianti non si prevedono politiche di sostegno. Nuove forme di incentivazione tariffaria saranno limitate agli impianti di piccolissima taglia (70 kW), che premiano l'efficacia e l'efficienza, rispettino il principio di cascata e per i quali sia previsto un costante monitoraggio per valutare l'impatto sulla qualità dell'aria.

A questo proposito è opportuno mettere in evidenza che nella generazione elettrica:

- gli impianti a biomasse costituiscono una fonte non intermittente,

- circa l'eventuale impatto sulla qualità dell'aria, negli impianti >100 kWe sono installabili efficaci sistemi di abbattimento degli inquinanti, in particolare del particolato primario,
- i prezzi della materia prima e in particolare dei combustibili legnosi (cippato), destinati ai medi e grandi impianti, devono necessariamente tenere conto dei costi per la gestione forestale condotta dalle imprese boschive, i cui margini sono sempre più ridotti,
- la realizzazione di impianti cogenerativi, progettati in funzione delle potenzialità di produzione di biomasse derivanti dalla gestione forestale sostenibile, oltre a contribuire alla produzione di energia rinnovabile, concorre allo sviluppo locale, soprattutto delle aree interne, e alla manutenzione del territorio.

Un'analisi oggettiva porta a concludere che lo spazio di ulteriore sviluppo per grandi impianti alimentati a biomasse forestali per la sola produzione elettrica è limitato, mentre esistono concrete opportunità di crescita futura di impianti di taglia medio-piccola, alimentati a biomasse, che presentino le seguenti caratteristiche:

- a) operino esclusivamente in assetto cogenerativo e presentino livelli definiti di valorizzazione dell'energia termica generata nel processo;
- b) la soglia di potenza non superi i 500 kWe, taglia più rispondente a un modello di approvvigionamento delle biomasse solide a scala territoriale. Il limite per i piccoli impianti di 70 kWe, proposto implicitamente dalla SEN, è oggettivamente insensato e ingiustificato, mentre per questa tipologia di impianti il limite di 500 kWe rappresenta un riferimento opportuno e coerente, sia perché gli indirizzi europei in materia di aiuti di Stato su energia/ambiente individuano in tale potenza il confine entro il quale è possibile derogare alle limitazioni prescritte, sia perché questa dimensione consente di pianificare adeguatamente un piano di approvvigionamento delle biomasse forestali a scala locale.

Circa le preoccupazioni per le emissioni prodotte dalla combustione, va evidenziato che il recentissimo Decreto 15.11.2017 n°183 ha ridefinito e aggiornato i valori limite degli impianti previsti dal TUA Dlgs 152/2006, adeguandoli alla moderna tecnologia e alle norme europee. Quindi la certificazione su emissioni e prestazioni può fornire ampia garanzia in proposito.

Si propone pertanto di:

- riconoscere una tariffa omnicomprensiva ad accesso diretto agli impianti cogenerativi alimentati a biomassa con le caratteristiche sopra descritte;
- in base alla vigente legislazione in materia recentemente emanata, riconoscere uno specifico bonus incentivante per gli impianti alimentati a biomasse solide classificate come sottoprodotti, tracciate e provenienti da un ambito territoriale definito, prodotte nel rispetto delle norme sulla gestione forestale sostenibile e certificate secondo la norma ISO 17225.

BIOLICUIDI

Nel 2016 gli impianti alimentati da biomasse liquide hanno fornito il 24% dell'elettricità prodotta con bioenergie (GSE, Energia da fonti rinnovabili in Italia – Anno 2016).

È pertanto opportuno mantenere la quota di produzione di energia rinnovabile da bioliquididi al livello di potenza attualmente installata, sia per il grado di efficienza di trasformazione che si potrebbe raggiungere (circa l'80%), sia come sostegno alla filiera zootecnica nazionale, sia come risposta alla sempre più crescente domanda delle proteine vegetali per l'alimentazione umana, sia come alternativa al mercato di utilizzo dei sottoprodotti di origine animale (SOA) e dei sottoprodotti di origine vegetale (SOV).

Nel recente passato la tecnologia ha registrato significativi sviluppi, quindi allo stato attuale è possibile rendere più efficienti gli impianti in esercizio, ma gli interventi di ammodernamento tecnologico sono impediti, in quanto sono ancora in itinere al GSE le procedure applicative per gli interventi ammissibili.

I PROBLEMI AUTORIZZATIVI

Secondo l'ultimo rapporto Nimby, dei 359 impianti contestati nel 2016, il 56,7% appartiene al settore energetico, di cui circa i tre quarti utilizzano fonti rinnovabili. La contestazione può venire direttamente dalle popolazioni coinvolte, dalle istituzioni locali, da formazioni politiche, da associazioni ambientaliste o di categoria e sindacati; spesso da più soggetti (Nimby Forum 2017).

Una riduzione del rischio può venire da *Corporate Power Purchase Agreement*, stipulati tra un produttore e un consumatore sufficientemente limitrofi, che possono tendenzialmente generare un interesse alla sua realizzazione da parte del territorio coinvolto (soprattutto quando la domanda è formata da piccoli consumatori aggregati).

Per gli impianti eolici, il *permitting* relativo al *repowering* di quelli esistenti e alla realizzazione dei nuovi potrebbe essere facilitato dalla promozione nelle aree circostanti di comunità energetiche locali, operazione agevolata dalla diffusione, in Italia, di comunità montane.

Per rendere meno problematico il *permitting* per gli impianti fotovoltaici, occorre:

- massimizzare le installazioni su coperture, in particolare rendendo permanente l'incentivazione di impianti i cui moduli sono installati in sostituzione di coperture di edifici, sui quali è operata la completa rimozione dell'eternit o dell'amianto;
- ridurre la superficie occupata per quelli a terra, dotando gli impianti di moduli bifacciali e, dove è tecnicamente possibile ed economicamente conveniente, di *tracker* monoassiali, entrambe tecnologie che ne aumentano la resa energetica (mediamente del 20% circa).

In tal modo si può arrivare a ridurre di circa 6.000 ettari l'occupazione del territorio rispetto a quella minima che il Rapporto OIR 2018 ritiene necessaria per realizzare i meno impegnativi obiettivi della SEN.



TARGET 2030 PER LE RINNOVABILI TERMICHE IN ITALIA

PREMESSA

Attualmente in Italia gli usi finali termici (*heating and cooling*) sono prevalenti (circa 50%) e lo sono anche all'interno delle rinnovabili (Figura 6).

Malgrado sia previsto un aumento della quota di usi finali con fonti elettriche, per raggiungere gli obiettivi al 2030 anche la produzione di calore da rinnovabili dovrà crescere in misura ragguardevole.

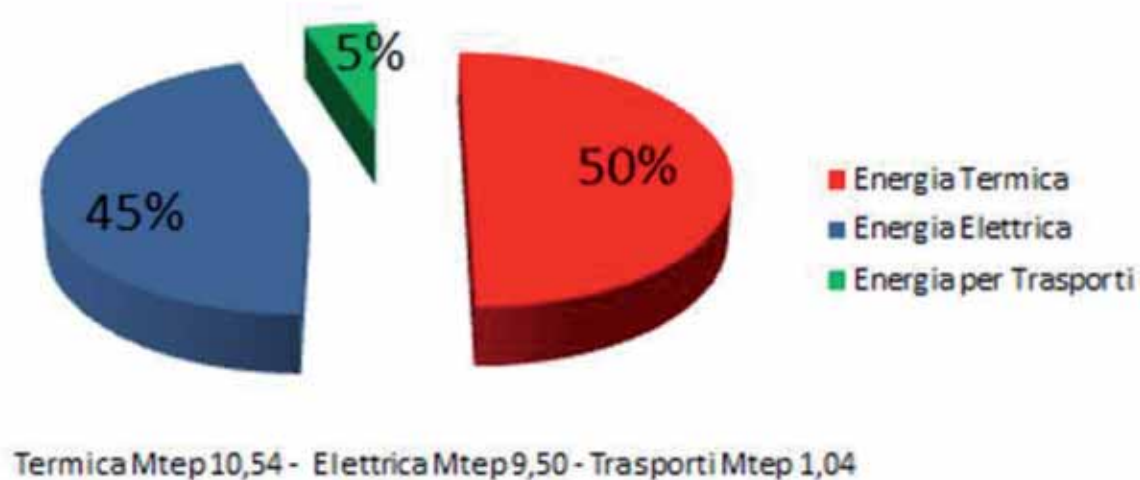


Figura 6– Apporto per settore delle rinnovabili nel 2016
Fonte: Rapporto Statistico GSE 2016

Tale crescita impone la valorizzazione di tutte le potenzialità esistenti (Figura 7), anche quelle oggi scarsamente sfruttate. La Figura 7 mette infatti in evidenza che gli attuali risultati per le rinnovabili di riscaldamento e raffrescamento sono stati ottenuti principalmente grazie alle biomasse (67%) e alle pompe di calore (27%).

Le rinnovabili termiche, oltre ad avere oggi un ruolo determinante nel quadro delle FER, presentano valori significativi sia in termini di valore aggiunto che di occupati (Tabella 6).

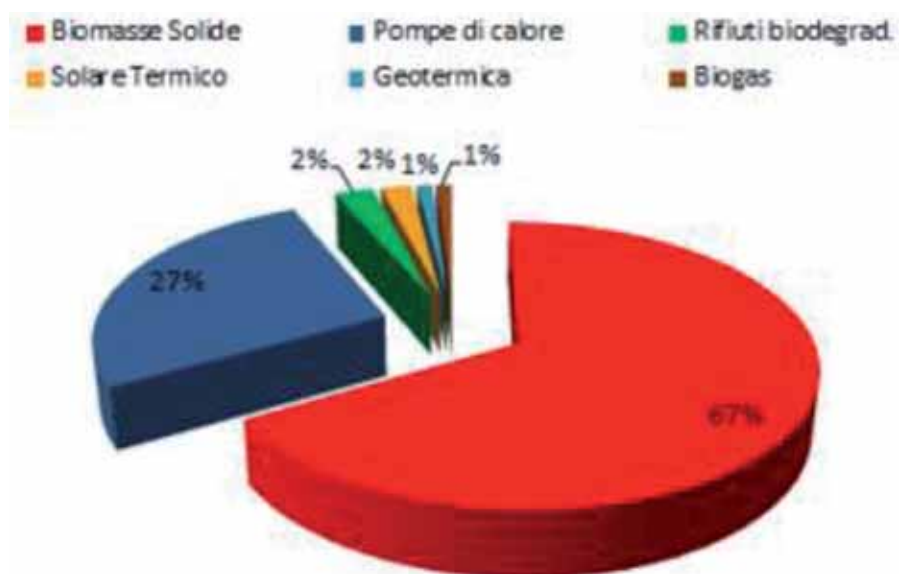


Figura 7 – Contributo delle singole tecnologie nel 2016
Fonte: Rapporto Statistico GSE 2016

Tabella 6 – Risultati economici e occupazionali nel 2016

Tecnologia	Investimenti (mln €)	Spese O&M (mln €)	Valore Aggiunto (mln €)	Occupati temporanei diretti+indiretti (ULA)	Occupati permanenti diretti+indiretti (ULA)
Solare termico (naturale + forzato)	154,2	27,5	99,3	1.442	361
Stufe e termocamini a pellet	534,3	525,4	373,2	6.447	2.741
Stufe e termocamini a legna	171,6	1.597,9	1.305,2	2.279	20.275
Pompe di calore (aerotermitiche, idrotermiche e geotermiche)	2.147,6	2.922,1	3.300,4	20.937	10.592
Totale	3.007,7	5.072,9	5.078,1	31.105	33.969

Fonte: GSE

RIFERIMENTI PER GLI OBIETTIVI DI CRESCITA 2019-2030

La SEN, pur indicando l'obiettivo ambizioso di passare dal 19,2 al 30% nella quota di rinnovabili termiche, si è limitata a considerazioni generiche, senza fornire indirizzi su come raggiungerlo.

Per la stima del contributo delle rinnovabili termiche (riscaldamento e raffrescamento) ai nuovi obiettivi 2030, sarà infatti necessario tenere conto:

- degli effetti del cambiamento climatico in corso, quindi della modifica dei gradi giorno, delle nuove stime dei consumi per la climatizzazione invernale, che dovrebbero in una certa misura ridursi, delle nuove stime del raffrescamento estivo, che tenderà ad aumentare e a estendersi a un numero maggiore di mesi;
- delle specifiche indicazioni per le FER H&C, che la RED II introduce all'art. 23 (*"Al fine di facilitare la penetrazione delle energie rinnovabili nel settore del riscaldamento e del raffreddamento, ciascuno Stato membro si adopera per aumentare la quota di energia rinnovabile fornita per il riscaldamento e il raffreddamento di 1,3 punti percentuali indicativi come media annua calcolata per i periodi del 2021- 2025 e 2026-2030 a partire dal livello raggiunto nel 2020 [...]"*).

Tutto ciò premesso, per fare delle stime sugli obiettivi di crescita per le rinnovabili termiche, occorre precisare la base dati a cui fare riferimento.

Il documento disponibile più recente è quello pubblicato dal GSE (Monitoraggio Fonti Rinnovabili nelle Regioni 2017, settembre 2018), da cui è tratta la Tabella 7, la quale mette in evidenza che:

- la produzione termica da fonti rinnovabili ha un trend altalenante, in larga parte certamente influenzato dall'andamento di inverni più o meno rigidi, ma complessivamente non manifesta segnali di crescita;
- solare termico e geotermia non presentano incrementi e sono caratterizzati da valori assoluti molto contenuti;
- i consumi da biomasse solide per il riscaldamento residenziale, pur mantenendo una significativa prevalenza su tutte le altre fonti, hanno un lieve arretramento;
- le pompe di calore sono l'unica tecnologia in leggera crescita.

Rispetto agli obiettivi al 2030, molto impegnativi, il quadro che emerge dalla Tabella 7 richiede quindi l'attivazione di misure efficaci e certe, tali da garantire il contributo richiesto alle rinnovabili termiche da qui al 2030.

Tabella 7 – Monitoraggio complessivo dei consumi di energia in Italia

CONSUMI FINALI LORDI DI ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI (A)	19.618	20.737	20.245	21.286	21.081
Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili (settore Elettrico)	8.026	8.883	9.248	9.435	9.504
Idrraulica (normalizzata)	3.795	3.868	3.935	3.950	3.972
Eolica (normalizzata)	1.066	1.214	1.280	1.315	1.420
Solare	1.622	1.856	1.918	1.973	1.901
Geotermica	481	487	509	532	541
Biomasse solide	408	506	532	541	562
Biogas	397	640	705	706	710
Bioliquidi sostenibili	256	312	369	418	398
Consumi finali di energia da FER (settore Termico)	9.635	9.765	8.968	9.783	9.611
Consumi finali di energia geotermica	118	119	111	114	125
Consumi finali di energia solare termica	155	168	180	190	200
Consumi finali della frazione biodegradabile dei rifiuti	218	189	213	225	231
Consumi finali di energia da biomasse solide nel settore residenziale	6.637	6.633	5.676	6.393	6.173
Consumi finali di energia da biomasse solide nel settore non residenziale	46	92	164	231	229
Consumi finali di energia da bioliquidi sostenibili	0	0	0	0	0
Consumi finali di energia da biogas e biometano immesso in rete	44	45	45	45	44
Energia rinnovabile da pompe di calore	2.415	2.519	2.580	2.584	2.609
Calore derivato prodotto da fonti rinnovabili (settore Termico)	592	838	966	905	928
Immissione in consumo di biocarburanti (settore Trasporti)	1.366	1.250	1.063	1.164	1.039

CONSUMI FINALI LORDI DI ENERGIA (B)	127.052	123.869	118.521	121.456	121.068
Consumi finali di energia da FER	9.635	9.765	8.968	9.783	9.611
Consumi finali lordi di calore derivato	3.454	3.722	3.767	3.873	3.974
Consumi finali lordi di energia elettrica	28.308	27.477	26.795	27.323	27.072
Consumi finali della frazione non biodegradabile dei rifiuti	281	281	272	269	276
Consumi finali di prodotti petroliferi	46.609	45.033	45.411	45.526	44.902
Consumi finali di olio combustibile	851	829	864	1.152	1.460
Consumi finali di gasolio	27.617	26.856	27.798	27.370	27.152
Consumi finali di GPL	3.458	3.602	3.419	3.572	3.550
Consumi finali di benzine	9.185	8.614	8.647	8.058	7.665
Consumi finali di coke di petrolio	1.579	1.335	851	1.386	923
Consumi finali di distillati leggeri	0	0	0	0	0
Consumi finali di carboturbo	3.918	3.795	3.832	3.989	4.153
Consumi finali di gas di raffineria	0	1	0	0	0
Consumi finali di carbone e prodotti derivati	3.316	2.369	2.406	1.699	1.996
Consumi finali di carbone	1.162	730	924	542	735
Consumi finali di lignite	1	1	1	1	1
Consumi finali di coke da cokeria	1.947	1.472	1.201	946	1.025
Consumi finali di gas da cokeria (compresi i gas da acciaieria ad ossigeno)	189	155	269	203	234
Consumi finali di gas da altoforno	17	10	12	6	1
Consumi finali di gas	35.450	35.222	30.903	32.984	33.237
Consumi finali di gas naturale	35.450	35.222	30.903	32.984	33.237
Consumi finali di altri gas	0	0	0	0	0

QUOTA DEI CONSUMI FINALI LORDI DI ENERGIA COPERTA DA FONTI RINNOVABILI (A/B)	15,4%	16,7%	17,1%	17,5%	17,4%
---	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------

Per le finalità di questo *position paper* prenderemo a riferimento le stesse ripartizioni nominali e gli stessi indicatori delle FER termiche, adottati nel documento GSE sopra citato e precisamente:

- consumi finali di energia geotermica
- energia solare termica
- calore derivante dalla frazione biodegradabile dei rifiuti
- CFL di energia da biomasse solide nel settore residenziale
- CFL di energia da biomasse nel settore non residenziale
- CFL di calore da biogas
- energia rinnovabile da pompe di calore.

È importante preliminarmente sottolineare che nel settore delle FER termiche le stime sono ancora più difficoltose, mancando riferimenti di contabilizzazione oggettivi, come quelli esistenti nel settore elettrico.

VALUTAZIONE DEGLI OBIETTIVI AL 2030

Gli obiettivi per i CFL al 2030 in entrambi gli scenari esaminati nel Capitolo 1, che realisticamente prevedono comunque una crescita dei consumi finali di energia rispetto al 2016, per realizzare l'obiettivo del 32% impongono una crescita sostenuta di tutte le produzioni con fonti rinnovabili.

Di conseguenza, anche le FER termiche devono aumentare del 50% la loro produzione del 2016, passando da 10.539 a 15.808 ktep.

La Tabella 8 espone la suddivisione di questo obiettivo tra le diverse fonti, effettuata secondo i seguenti criteri:

- nella terza colonna è applicato un aumento lineare del 50% sulla quota 2016;
- nella quarta colonna, il riparto tiene invece conto di alcuni trend e delle evoluzioni attese, desunti da valutazioni fornite da aderenti al Coordinamento FREE.

La Tabella 8, pur nei suoi limiti oggettivi, ci consegna una stima indicativa di un aumento del 50% dei CFL dei FER termiche in poco più di 10 anni. L'aumento spalmato in modo lineare tra le varie fonti termiche costituisce in sé un'oggettiva provocazione, utile per mettere in evidenza alcune contraddizioni e quindi rendere indispensabile l'elaborazione di una stima che, pur scontando la maggiore incertezza, in quanto si basa su una serie di evoluzioni e di processi, alcuni in atto e altri prevedibili, risulta più realistica ed è condivisa dagli addetti ai lavori.

Tabella 8 -Riparto delle tipologie di FER termiche al 2030

	2016	+ 50%	Quota realistica	c/a
	a	b	c	%
CFL di energia geotermica	125	187,5	400	+ 220%
CFL di energia solare termica	200	300	250	+25%
CFL frazione biodegradabile rifiuti (calore)	231	346,5	300	+30%
CFL energia da biomasse solide sett. residenziale	6.173	9.259,5	7.900	+30%
CFL energia da biomasse solide sett. non residenziale	229	343,5	380	+70%
CFL da biogas (calore)	44	66	70	+60%
Energia rinnovabile da pompe di calore	2.609	3.913,5	5.000	+90%
Calore derivato prodotto da fonti rinnov. (telerisc.)	928	1.392	1.500	+60%
Consumi finali di energia	10.539	15.808,5	15.800	

Nella piena consapevolezza dei limiti di questa stima, è però utile svolgere alcune considerazioni:

- pur con tutte le necessarie cautele e premesse l'obiettivo del 32% di rinnovabili, applicato alle FER termiche, appare operazione ambiziosa e molto impegnativa;
- per ridimensionarla, non è sufficiente attivare una auspicata, necessaria e poderosa azione per ridurre in generale i consumi termici e nemmeno una parziale elettrificazione della generazione termica.

È pertanto più costruttivo valutare in modo oggettivo come realizzare la strategia complessiva, necessaria per far crescere in modo sostenibile, realistico e sufficientemente rapido tutto il settore delle FER termiche.

LA DIVERSIFICAZIONE TECNOLOGICA

Per promuovere lo sviluppo delle rinnovabili termiche, al fine di raggiungere l'obiettivo di Tabella 8, l'opzione migliore è senza alcun dubbio quella assicurata dal mix energetico indicato nella quarta colonna della stessa tabella.

Qui di seguito vengono esaminati i ruoli che possono svolgere le singole tecnologie.

BIOMASSE

I dati di Tabella 7 mettono in evidenza che nel 2016 l'utilizzo di biomasse per il riscaldamento a scala domestica ha contribuito per il 67% alla produzione termica con rinnovabili e per il 29% a quella di tutte le rinnovabili.

Considerato il trend 2012-16, gli spazi di crescita della loro produzione, stimati del 30% al 2030

(Tabella 8), tengono conto da un lato degli esiti positivi del processo di innovazione in atto, finalizzato all'aumento dei rendimenti e alla riduzione significativa delle emissioni generate dal processo di combustione, dall'altro dello sviluppo nella certificazione dei combustibili legnosi.

Va altresì sottolineato il ruolo strategico, nella generazione di calore, delle biomasse di origine forestale e agroforestale, non solo per il loro contributo al bilancio energetico nella quota rinnovabili, ma soprattutto per la funzione determinata nel contrasto al cambiamento climatico, ruolo riconosciuto negli impegni internazionali e nelle politiche di gestione del territorio e di sviluppo locale sostenibile, in particolare per le aree interne e rurali.

Il patrimonio forestale dell'Italia copre infatti complessivamente circa 11,8 milioni di ettari, pari al 39% dell'intera superficie nazionale, che negli ultimi 100 anni è triplicata, mentre dagli anni '50 è raddoppiata, portando l'Italia ad avere un coefficiente di boscosità - cioè la superficie forestale rapportata alla superficie nazionale complessiva - più alto di quello della Germania e della Francia. Per contro, l'Italia ha il tasso di prelievo per ettaro di superficie forestale più basso dell'Unione Europea, contro un tasso di crescita di circa 1.000 metri cubi ogni minuto.

Va altresì segnalato che, secondo i dati dell'Inventario forestale nazionale, la foresta italiana è costituita in buona parte da boschi cedui (circa il 42% della superficie), il 90% dei quali sono boschi invecchiati o prossimi al turno di taglio. Si tratta di soprassuoli destinati principalmente alla filiera energetica (legna da ardere e cippato). Le fustaie, che rappresentano il 36% dei boschi italiani, producono principalmente assortimenti da opera, tuttavia con il taglio di maturità si producono circa il 20% di sottoprodotti legnosi (cippato), destinabili alla filiera energetica, in un'ottica di valorizzazione a cascata del legno.

È pertanto fondamentale considerare lo sviluppo dell'energia termica da biomasse in diretta correlazione con la gestione sostenibile delle foreste, al fine di ottenere una panoramica esatta del suo contributo all'ambiente e allo sviluppo locale sostenibile.

Sotto il profilo delle tecnologie di conversione energetica, questo settore si presenta molto articolato: apparecchi domestici a legna e a pellet, caldaie domestiche e industriali a cippato e a pellet, reti di teleriscaldamento.

Tutto ciò premesso, riteniamo che nel settore della generazione termica da biomasse a scala domestica si debba agire su quattro fronti:

- promuovere il turnover tecnologico dei vecchi e obsoleti impianti a biomassa e a energia fossile, sostituendoli con i generatori a biomassa di ultima generazione, in grado di garantire alti rendimenti e drastiche riduzioni delle emissioni (4 o 5 stelle, ai sensi del decreto 186/17, che ha istituito la certificazione ambientale dei generatori a biomasse);
- garantire la possibilità di realizzare installazioni di generatori domestici a biomasse a 4 o 5 stelle su nuovi edifici o edifici con rilevante ristrutturazione;
- sostenere la diffusione di combustibili legnosi certificati e di qualità;
- favorire la realizzazione di reti di teleriscaldamento efficienti a biomasse al servizio delle co-

munità locali, introducendo criteri di corretta progettazione. A questo proposito, è stata considerata una stima di crescita del teleriscaldamento a biomasse, riguardata al 2030, del 60%.

POMPE DI CALORE

Nel periodo 2010-2014 il numero di pompe di calore (PdC), installate in Italia, così come la loro potenza termica utile, sono aumentate del 20%, passando rispettivamente da 15 a 18 milioni di apparecchi e da 102 a 122 GW. Il 97% dell'energia termica rinnovabile prodotta dalle PdC è ascrivibile a quelle aerotermiche, con un fattore di prestazione stagionale medio di 2,6. Le PdC rappresentano la seconda fonte termica rinnovabile del Paese (2,6 Mtep), con un consumo annuo di energia elettrica di circa 18.400 GWh (GSE, dati 2014).

Le installazioni di PdC, a gas o elettriche, malgrado i costi di installazione mediamente superiori alle altre tecnologie, sono in crescita, anche grazie agli strumenti di promozione disponibili. Questo trend è essenzialmente attribuibile alla loro evoluzione tecnologica, con macchine che presentano le performance migliori in termini di COP (3-4,5 per quelle ad aria) e che permettono anche risparmi economici nell'esercizio; alla possibilità di generare calorie d'inverno e frigoriferie d'estate; alla crescente adozione nel settore delle nuove costruzioni, grazie alla necessità di rispettare la quota di energia rinnovabile fissata dalla legge.

Le pompe di calore geotermiche, che hanno rendimenti significativamente elevati, non sono diffuse come sarebbe auspicabile, a causa delle difformi normative autorizzative delle varie Regioni italiane, in particolare quando il geoscambio avviene con impianti di tipo aperto.

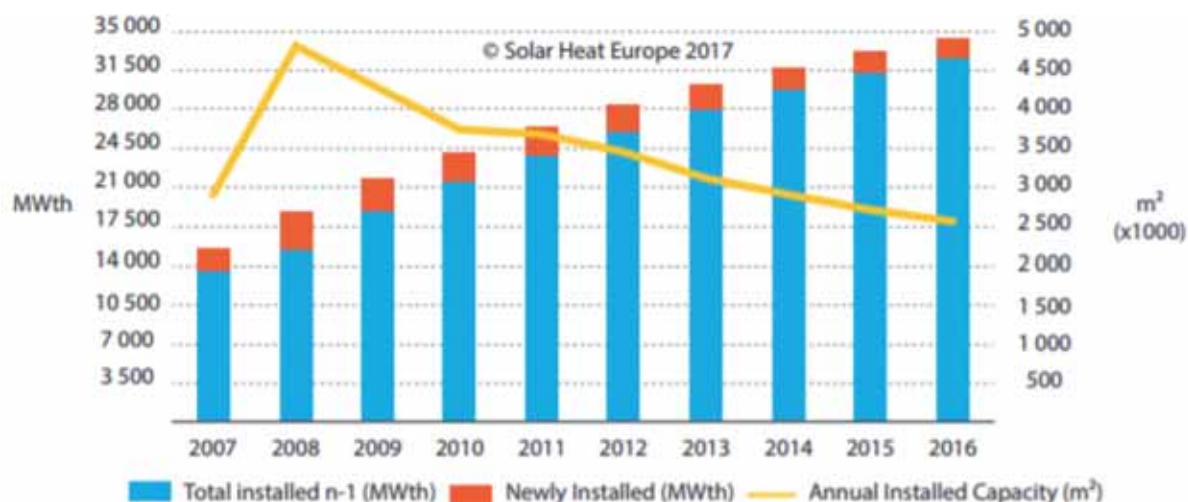
Lo sviluppo delle pompe di calore contribuirà al raggiungimento dei target definiti, dando ulteriore impulso all'edilizia a zero emissioni, ma a patto che venga discussa con la Commissione Europea la possibilità di estendere nel conteggio delle rinnovabili anche l'apporto del raffrescamento, tenuto conto che in alcune regioni dei Paesi Mediterranei, come l'Italia, sono prevalenti le esigenze del soddisfacimento dei carichi nella stagione estiva.

Le stime di Tabella 8 prevedono per le pompe di calore una crescita del 90% del loro contributo alle rinnovabili termiche.

Tenuto conto anche della quota di energia elettrica non rinnovabile da considerare nella alimentazione delle PdC, sarà necessario indirizzare gli strumenti incentivanti verso le tecnologie efficienti con un fattore di prestazione stagionale >3.

SOLARE TERMICO

Il solare termico ha visto in Italia uno sviluppo prevalentemente per il riscaldamento nel settore residenziale. Si tratta di una tecnologia abbastanza matura, che non ha finora manifestato un particolare potenziale di riduzione dei costi. Nonostante la disponibilità di molteplici strumenti di incentivazione, il settore sta registrando anche su scala europea un rallentamento delle installazioni (Figura 8).



Fonte: Solar Heat Europe, Solar Heat Markets in Europe, novembre 2017

Figura 8 – Mercato del solare termico nell'Unione Europea e in Svizzera

È dunque necessario uno sforzo, anche dei produttori e installatori, per assicurare a questa opzione un ruolo più importante, utilizzando e diffondendo appieno le opportunità offerte dagli strumenti di incentivo messi a disposizione, ma anche dalla normativa sulla quota minima di fonti rinnovabili negli edifici nuovi o sottoposti a ristrutturazioni rilevanti, che dovrà essere ripetutamente aumentata.

Vi sono ancora margini di sviluppo, soprattutto nelle installazioni integrate con i sistemi ibridi, sia nel riscaldamento che nella produzione di acqua calda sanitaria in tutto il periodo annuale. Negli strumenti incentivanti sarebbe opportuno prevedere specifici coefficienti premianti aggiuntivi, per promuovere i sistemi integrati di produzione di calore efficiente e rinnovabile. Una opzione riguarda l'integrazione del solare termico in impianti di teleriscaldamento, intelligenti e flessibili, alimentati da più fonti.

Da rilevazioni recentissime di Assotermica, per i pannelli a circolazione naturale si ha notizia di un incremento delle vendite nei primi mesi del 2018 pari a circa il 24%. Si auspica che questo dato positivo possa nel prossimo futuro ripercuotersi anche per il mercato dei pannelli a circolazione forzata. **Per questo motivo è stata stimata al 2030 una crescita del 25%.**

GEOTERMIA

Il settore ha bisogno di strutture di sostegno alle nuove tecnologie, insieme ad una semplificazione autorizzativa e a una pianificazione a medio termine. Si stima che l'installazione di impianti geotermici per circa 125 MW di potenza immessa in rete sia possibile già entro il 2024, a fronte di una riduzione di circa il 20% dell'attuale costo medio di generazione dell'energia elettrica da tale fonte. Al 2030 tale riduzione potrebbe raggiungere il 35% per oltre 200 MW di potenza

elettrica immessa in rete. Senza considerare i vantaggi conseguenti all'uso del calore in cogenerazione; su tale questione sarebbe utile una regolamentazione riguardante la cessione a terzi del calore non utilizzato.

La geotermia a bassa entalpia in alcuni casi è facilmente attuabile (si pensi alla sostituzione dei circa 1,5 milioni di sistemi di riscaldamento alimentati a GPL, soprattutto nel caso di residenze isolate) e dovrebbe essere presa in considerazione - quando le condizioni del sito lo permettono - in combinazione con le pompe di calore, visto il significativo aumento dell'efficienza del sistema combinato.

Nel caso di teleriscaldamento geotermico con tecnologia a re-immissione totale e con impianti di piccole/medie dimensioni (5000 famiglie equivalenti), potrebbero essere riutilizzati molti dei pozzi realizzati alla ricerca di idrocarburi, ma risultati sterili, in gran parte ubicati nell'Italia settentrionale, cioè nel baricentro della domanda termica.

Va ribadito in particolare il contributo che il calore geotermico può dare a una strategia energetica alternativa alla metanizzazione della Sardegna.

In alcune aree del Veneto, della Campania e dell'alto Lazio sono presenti situazioni di reperibilità della risorsa geotermica a basse profondità (inferiori ai 400 metri, con temperature fino 130°C), nelle quali si può operare con cicli binari di tecnologia italiana, con lo scambio in pozzo, per realizzare micro-impianti di cogenerazione geotermica, integrabili direttamente all'interno dei condomini e quindi del tessuto urbano, capaci di servire il fabbisogno, in questo caso elettrico e termico, da 10 a 50 utenze familiari.

Tenuto conto del dato di partenza molto contenuto (124 ktep nel 2016) vi sono ragionevoli possibilità di crescita al 2030 per raggiungere 400 ktep (+ 220%).

Vanno infine valutate le potenzialità delle misure esistenti per la promozione delle rinnovabili termiche.

CONTO TERMICO

Tra gli strumenti già esistenti che presentano ancora notevoli margini per promuovere la crescita delle FER termiche, va annoverato sicuramente il Conto termico, un meccanismo che incentiva la rottamazione e la sostituzione di vecchi generatori, poco efficienti e inquinanti, con macchine nuove e performanti, che producono energia termica con fonti rinnovabili (biomasse, pompe di calore, solare termico, sistemi ibridi).

Le risorse disponibili annualmente sono 700 milioni di euro per i privati e 200 milioni di euro per la pubblica amministrazione (nel caso della PA, il CT incentiva anche la realizzazione di interventi di efficienza energetica, come la sostituzione di infissi, coibentazione dell'involucro, ecc.).

Questo strumento, entrato nella sua piena operatività a metà del 2013, rispetto alle detrazioni fiscali introduce un approccio completamente nuovo, che comprende due elementi fonda-

mentali:

- l'incentivo non arriva all'utente finale sotto forma di riduzione delle tasse da pagare nella dichiarazione dei redditi, ma con un bonifico che il GSE (soggetto che gestisce il meccanismo) effettua a beneficio dell'utente finale che ha richiesto l'incentivo;
- il premio all'energia termica prodotta viene riconosciuto sulla base di algoritmi molto semplici, che permettono di stimare l'energia termica prodotta in un anno da un impianto a fonti rinnovabili

L'aggiornamento del Conto termico (DM 16/02/2016), il cosiddetto Conto termico 2.0, è entrato in vigore a giugno del 2016. Le novità introdotte hanno reso il meccanismo più interessante, soprattutto dal punto di vista della semplificazione della procedura e dei tempi di erogazione del contributo. Con riferimento a quest'ultimo aspetto, per l'installazione di un piccolo impianto domestico, l'incentivo viene erogato all'utente finale con un bonifico sul conto corrente in una o due rate, su un periodo che può variare da un minimo di tre mesi a un massimo di due anni.

Più in generale, il Conto termico presenta delle caratteristiche peculiari che lo rendono un "meccanismo virtuoso" con riferimento a:

- gli aspetti ambientali (riduzione dei consumi di energia da fonte fossile, riduzione delle emissioni in atmosfera anche a livello locale e incremento dell'efficienza energetica)
- gli aspetti economici (tempi brevi di erogazione, contributo erogato tramite bonifico, contributo fino al 65% dell'investimento)
- la qualità degli interventi (maggiori garanzie in termini di qualità e performance degli apparecchi, certificazione dei prodotti, maggiore professionalità degli operatori, ecc.).

Il primo conto termico ha avuto scarssissimi risultati, lasciando di fatto la quasi totalità delle risorse economiche disponibili inutilizzate, per diverse ragioni: la procedura di richiesta dell'incentivo risultava eccessivamente complicata e macchinosa; il GSE ha avuto bisogno di un periodo di rodaggio per crearsi una casistica tale da permettergli di ridurre i tempi di istruttoria e di erogazione dei contributi; alcune tipologie di intervento erano scarsamente remunerate; e, soprattutto, non è stata fatta un'adeguata comunicazione e informazione sul nuovo incentivo.

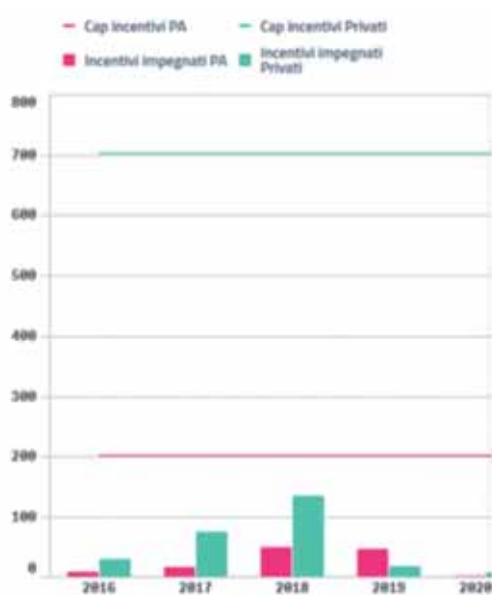
Il punto di svolta è arrivato proprio a seguito dell'avvio del CT 2.0, quando gli operatori del comparto delle rinnovabili (aziende di produzione e distribuzione, rivenditori, progettisti, installatori, ecc.) hanno finalmente colto tutte le potenzialità del meccanismo, incominciando a utilizzarlo in modo significativo e a promuoverlo essi stessi lungo tutta la filiera fino agli utenti finali. E i risultati si sono visti. Tra il 2016 e il 2017 le richieste di incentivo si sono più che triplicate e nel 2018 questo trend si è confermato.

Al primo ottobre 2018, erano stati erogati ai privati 281 milioni di euro, per un totale di circa 120.000 richieste pervenute al GSE.

Se le novità introdotte dal decreto di revisione hanno quindi permesso di fare un salto in avanti notevole, il potenziale del Conto termico è ancora da sviluppare, come conferma la Fig. 9. Se

da una parte è palese il forte impulso che ha avuto il meccanismo a partire da fine 2016, è altrettanto evidente che nel 2018, a fronte di una disponibilità di 700 milioni di euro, all'inizio dell'ultimo trimestre dell'anno ne era stato utilizzato solo il 19% (134 milioni di euro).

La recente crescita nella diffusione del C.T. da un lato evidenzia una positiva tendenza, ma esprime anche le inesprese potenzialità di sviluppo, che potranno tradursi in investimenti soltanto attraverso campagne di comunicazione e informazione su tutto il territorio nazionale, che facciano conoscere al grande pubblico le caratteristiche dell'incentivo e le opportunità che offre. Finora né l'ENEA né il GSE si sono attivati in questa direzione, mentre è invece necessario ed urgente promuovere specifiche azioni in tal senso con il coinvolgimento del sistema associativo e degli *stakeholder*.



Fonte: GSE

Figura 9 – Incentivi impegnati annualmente e disponibilità residue (milioni di euro)

DETRAZIONI FISCALI

La riduzione dal 65 al 50% di una parte delle detrazioni fiscali per gli interventi sulla produzione termica rinnovabile è un segnale negativo. **La realizzazione degli obiettivi del Piano Nazionale Energia e Clima rende necessario il ripristino del preesistente livello di detrazione fiscale, rendendolo nel contempo stabile, per dare certezza ai potenziali beneficiari.**

È viceversa positivo che la Legge di bilancio 2018 abbia esteso a tutti i contribuenti e per qualsiasi intervento la cessione del credito a favore dei fornitori che hanno effettuato i lavori ovvero ad altri soggetti privati, con facoltà di successiva cessione del credito.

La conferma dell'impatto del precedente livello di detrazione fiscale, è fornita dalla Tabella 9,

tratta dal Rapporto Annuale sulle detrazioni per la riqualificazione energetica del patrimonio esistente, redatto da ENEA: il numero degli interventi sulla climatizzazione invernale risulta significativo (20,1%), secondo solo alla sostituzione dei serramenti, a conferma dell'interesse dei beneficiari per questa misura.

Tabella 9 – Numero di interventi eseguiti per tipologia



Il valore degli investimenti conferma l'attenzione alla misura (Tabella 10), ma ancora più significativi sono altresì i risparmi di energia conseguiti (Tabella 11).

Tabella 10 – Investimenti attivati per tecnologia



Tabella 11 – Risparmi conseguiti per tipologia



FONDO NAZIONALE PER L'EFFICIENZA ENERGETICA

Istituito presso il Ministero dello sviluppo economico (articolo 15, comma 1, del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102), il Fondo, disciplinato dal decreto interministeriale 22 dicembre 2017, sostiene gli interventi di efficienza energetica su immobili, impianti e processi produttivi, realizzati dalle imprese, ivi comprese le ESCO, e dalla Pubblica Amministrazione.

Nello specifico gli interventi sostenuti devono riguardare:

- la riduzione dei consumi di energia nei processi industriali,
- la realizzazione e l'ampliamento di reti per il teleriscaldamento,
- l'efficientamento di servizi ed infrastrutture pubbliche, inclusa l'illuminazione pubblica
- la riqualificazione energetica degli edifici.

Il Fondo ha una natura rotativa e si articola in due sezioni che operano per:

- la concessione di garanzie su singole operazioni di finanziamento, cui è destinato il 30% delle risorse che annualmente confluiscono nel Fondo;
- l'erogazione di finanziamenti a tasso agevolato, cui è destinato il 70% delle risorse che annualmente confluiscono nel Fondo

La sezione garanzie prevede inoltre una riserva del 30% per gli interventi riguardanti reti o impianti di teleriscaldamento, mentre il 20% delle risorse stanziato per la concessione di finanziamenti è riservata alla PA.

Per l'avvio della fase operativa, il Fondo potrà contare su 150 milioni di euro, già resi disponibili dal Ministero dello Sviluppo economico, che destinerà anche ulteriori 100 milioni di euro nel triennio 2018-2020.

Rispetto agli ambiziosi obiettivi europei, sia in termini di efficienza energetica, sia per le FER termiche, la dotazione finanziaria appare del tutto insufficiente. Dato il ruolo propulsivo del Fondo e tenuto conto del ritardo con cui è stato attivato, è assolutamente necessario dotarlo di adeguate risorse finanziarie (dell'ordine del miliardo di euro).



TARGET 2030 PER LA MOBILITÀ SOSTENIBILE IN ITALIA

In Italia il contributo delle fonti rinnovabili allo sviluppo di una mobilità sostenibile è stato finora risibile, come confermano i dati di Tabella 12, nella quale i consumi finali lordi delle singole FER includono i fattori moltiplicativi secondo i criteri stabiliti Direttiva 2015/1513.

Tabella 12 - Calcolo del target sull'impiego di FER nel settore trasporti

	Stress test	Coefficiente	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Consumi finali lordi di energia da FER nel settore Trasporti	Energia elettrica rinnovabile consumata nei trasporti stradali	5	0	0	0	0	0	1	1	1	1	2	2	2
	Energia elettrica rinnovabile consumata nei trasporti ferroviari	2,5	65	61	62	62	62	67	77	89	102	117	137	156
	Energia elettrica rinnovabile consumata nelle altre modalità di trasporto	1	74	81	84	86	84	88	99	102	115	128	153	162
	Consumi di biocarburanti sostenibili ottenuti da residui, sottoprodotti e rifiuti (double counting)	2	0	0	0	0	38	38	63	340	115	186	401	774
	Consumi di altri biocarburanti sostenibili (single counting)	1	177	159	140	729	1.106	1.382	1.338	1.026	1.136	878	713	265
	Totale (A)		409	391	376	979	1.420	1.757	1.759	2.019	1.741	1.678	2.121	2.977
Consumi finali lordi di energia nel settore Trasporti	Energia elettrica rinnovabile consumata nei trasporti stradali	1	0	0	0	0	0	1	1	1	1	2	2	2
	Energia elettrica rinnovabile consumata nei trasporti ferroviari	2,5	65	61	62	62	62	67	77	89	102	117	137	156
	Energia elettrica rinnovabile consumata nelle altre modalità di trasporto	1	74	81	84	86	84	88	99	102	115	128	153	162
	Energia elettrica non rinnovabile consumata nei trasporti su strada e non su strada	1	716	717	749	784	760	761	752	739	708	653	641	639
	Consumi di biocarburanti sostenibili ottenuti da residui, sottoprodotti e rifiuti (double counting)	2	0	0	0	0	38	38	63	340	115	186	401	774
	Consumi di altri biocarburanti sostenibili (single counting) e di biocarburanti non sostenibili	1	177	159	140	729	1.106	1.382	1.338	1.026	1.136	878	714	267
	Consumi di combustibili non rinnovabili nei trasporti	1	37.884	38.196	38.211	35.890	31.946	32.979	32.819	30.692	29.845	31.291	30.305	29.621
	Totale (B)		39.008	39.324	39.376	37.644	36.130	35.454	35.326	33.449	32.291	33.617	33.063	32.691
Target Trasporti (A / B)			1,0%	1,0%	1,0%	2,6%	3,9%	4,9%	5,0%	6,0%	5,4%	5,0%	6,4%	7,2%

Fonte:elaborazioni GSE sudati Eurostat

Ancora più eclatante è il valore assoluto dell'apporto energetico delle FER nel settore trasporti: nel 2016, 1,04 Mtep, 4,9% del totale FER, mentre nello stesso anno l'incidenza dei consumi nel settore trasporti sui consumi energetici totali è stata pari al 33,7% (GSE, Energia nel settore trasporti 2017, agosto 2018).

Gli obiettivi per la produzione con rinnovabili al 2030, definiti nel Capitolo 1, non sarebbero quindi realizzabili senza un marcato cambio di marcia nel settore della mobilità sostenibile.

IL QUADRO DI RIFERIMENTO

Va innanzi tutto tenuto conto di alcuni obiettivi, indicati dalla SEN, che a maggior ragione valgono per il Piano Nazionale Energia e Clima:

- realizzazione e completamento delle reti metropolitane e tranviarie e, in ambito nazionale, continuo sviluppo della rete ferroviaria Alta Velocità e di quella regionale;
- potenziamento del trasporto collettivo urbano ed extra-urbano;
- promozione della mobilità condivisa, basata sui servizi di *bike*, *car* e *moto sharing* a basse o zero emissioni;

- integrazione del trasporto pubblico nei progetti di riqualificazione urbana.

Assente è invece l'obiettivo di una riorganizzazione complessiva delle città, etichettata come *smart city*.

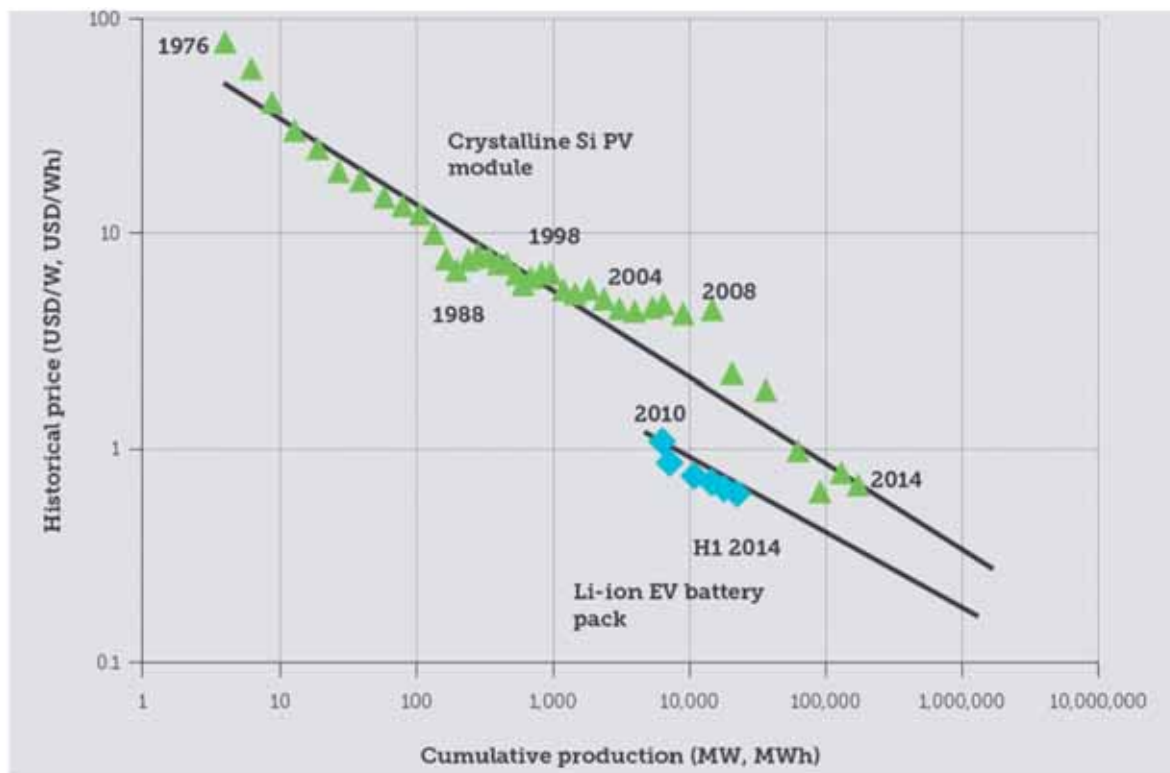
L'insieme di queste misure porterà a ridurre di alcuni milioni il numero di automobili circolanti nel nostro paese. Per il solo *car sharing*, uno studio (AlixPartners, Global shared mobility survey, gennaio 2018) ha calcolato che in Italia il 61% di chi lo utilizza ha rinviato o evitato l'acquisto di un'auto nuova, in linea con i numeri del resto d'Europa. La stessa Unione Petrolifera prevede che nel 2030 saranno in circolazione soltanto 34 milioni di unità (Unione Petrolifera, Previsioni di domanda energetica e petrolifera in Italia – 2018-2030). Il passaggio intorno ai 30 milioni di vetture dai circa 37 milioni attuali è quindi un obiettivo realistico.

Inoltre:

- gli investimenti nella mobilità elettrica in atto o annunciati da parte delle principali industrie automotive, alle quali nel giugno 2018 si è aggiunta FCA,
- le politiche sulle emissioni adottate o in fase di definizione a livello europeo,
- i limiti alla circolazione dei veicoli più inquinanti, in particolari diesel, già decisi o programmati in diversi paesi europei,
- le misure del governo di Pechino a favore della mobilità elettrica che, per le dimensioni attuali del mercato cinese dell'auto e per l'elevato tasso di crescita dei veicoli immatricolati, funge da *driver* degli orientamenti in altre parti del globo,
- lo sviluppo delle batterie che, per tasso di innovazione, crescita delle prestazioni, calo dei costi, sta replicando l'andamento della curva di apprendimento del fotovoltaico (figura 10), nel prossimo decennio renderà competitiva la propulsione elettrica, tranne che per il trasporto pesante su strada, agricolo e marittimo,

fanno considerare realistica una strategia che, per auto, mezzi a due ruote, autobus urbani, veicoli per il trasporto leggero, preveda misure volte a favorire la sostituzione dell'attuale parco circolante con mezzi a trazione elettrica o ibrida plug-in, con i primi destinati a prevalere sul lungo termine.

Oltre tutto, tenuto conto che nel 2030 le FER elettriche rappresenteranno il 63% dei consumi di elettricità (Capitolo 2), l'attuazione di questa strategia consente un'elevata partecipazione delle FER ai consumi nel trasporto, con emissioni nulle allo scarico di ossido di carbonio, ossidi di azoto, particolato, composti organici volatili.



Fonte: Climate Council of Australia, *Battery Storage for Renewable Energy and Electric Car*
 Figura 10 – Curve di apprendimento del FV e delle batterie a litio

Ovviamente, in una prima fase alla sostituzione dell'attuale parco circolante concorreranno anche i veicoli ibridi, principalmente a benzina, e in misura ridotta altri combustibili alternativi.

Viceversa, per il trasporto pesante e marittimo, dove nel prossimo decennio la sostituzione totale dei derivati del petrolio nel singolo mezzo di trasporto è realisticamente fattibile solo ricorrendo al GNL, questo compito può essere svolto dal biometano, incrementando notevolmente la partecipazione delle FER ai consumi nel trasporto.

All'interno di questa strategia, gli altri biocarburanti sostenibili, quando sono *drop in* potranno concorrere anche alla sostituzione integrale dei carburanti tradizionali; altrimenti per i veicoli con motore a combustione interna verranno miscelati ai carburanti tradizionali nelle opportune percentuali.

SCENARI PER LA MOBILITÀ ELETTRICA

Propedeutica alla stima degli obiettivi al 2030 è la rassegna dei più significativi scenari disponibili.

Reference scenario EU 2016. Principali ipotesi - costo batterie: 300 \$/kWh, limiti di emissione: 95 gCO₂/km per le auto e 147 gCO₂/km per i van per tutto il periodo fino al 2030. Stock di veicoli elettrici in Italia al 2030: 3,6% del parco auto, per 1,5 milioni di mezzi, dei quali l'80% ibridi Plug-in (PHEV) e il 20% a batteria (BEV).

Scenario ANFIA 2017. Composizione mercato al 2030 (compresi veicoli merci): veicoli con motore a combustione interna: 61%, veicoli ibridi convenzionali (*full hybrid*): 20%, veicoli ibridi plug-in PHEV: 9%, veicoli a batteria BEV: 10%. Non vengono formulate ipotesi sulla traiettoria di diffusione, né sullo stock di veicoli elettrici al 2030.

Scenario Unione Petrolifera 2018. Principali ipotesi: fiscalità invariata, percorrenza media al 2030: a benzina 6.800 km/anno, a gasolio 15.000 km/anno (nel 2018, 6.990 e 13.500 km/anno). Parco vetture: 34.000.000. Stock di veicoli a batteria al 2030: 460.000. Stock di veicoli ibridi PHEV al 2030: 400.000.

Stime di Legambiente 2017. Per raggiungere la riduzione del 33% di CO₂ richiesto dalla UE, 33% delle percorrenze dovrebbe essere a emissioni zero. Per contenere il riscaldamento globale entro 1,7°C: 45% delle percorrenze dovrebbe essere a emissioni zero.

Stime 2015 di Toyota per l'Europa. Mercato vetture ibride nel 2030: 28%. Mercato ibride PHEV nel 2030: 18%. Mercato auto a batteria nel 2030: 20%.

Scenari Enel 2017 al 2020 (scenari parametrici che corrisponderebbero a determinate dimensioni dell'infrastruttura, di fatto non strettamente correlati alla data, ma alla diffusione delle colonnine). Scenario "intermedio": 180.000 BEV+PHEV per una infrastruttura pubblica di 6000 colonnine lente e 500 veloci. Scenario "futuristico": 1.000.000 BEV+PHEV per una infrastruttura pubblica di 19.000 colonnine lente e 1500 veloci.

Scenario CIVES al 2020. Indica semplicemente il numero di auto elettriche che occorrerebbe immettere sul mercato per raggiungere l'obiettivo di emissioni medie di 95 gCO₂/km (su ciclo NEDC) della popolazione auto italiana nel 2021.

Sarebbero necessarie 750.000 auto elettriche, per 1/3 BEV e 2/3 PHEV.

Scenari The European House Ambrosetti - Enel al 2030. Presenta scenari parametrici per condurre valutazioni "What if?" sull'impatto economico. Scenario "inerziale": 500.000 auto BEV+PHEV con 25.000 colonnine. Scenario "basso": 2.000.000 auto BEV+PHEV con 29.000 colonnine. Scenario "medio": 3.000.000 auto BEV+PHEV con 30.000 colonnine. Scenario "alto": 5.000.000 auto BEV+PHEV con 33.000 colonnine. Scenario "accelerato": 9.000.000 auto BEV+PHEV con 45.000 colonnine.

Scenario Fuelling Italy's Future (Cambridge Econometrics ed Enel Foundation) al 2030. Anche questi sono scenari parametrici, estesi fino all'anno 2050. Si considera qui il solo lo Scenario "TECH", che prevede una transizione graduale rispetto agli altri scenari elaborati: lo scenario "REF", basato solo sul miglioramento dei veicoli termici, e lo scenario "TECH RAPID", che presuppone forti misure iniziali di sostegno per accelerare molto rapidamente la diffusione del veicolo elettrico. In sintesi, lo scenario TECH prevede al 2030: 2.200.000 BEV + 2.300.000 PHEV.

FORMULAZIONE DI UNO SCENARIO REALIZZABILE

Le diverse valutazioni di cui sopra collocano la possibile penetrazione tra 1 e 9 milioni di veicoli elettrici al 2030. L'enorme dispersione delle stime in letteratura conferma la difficoltà di tali previsioni.

Diversi fattori determineranno l'effettiva consistenza del parco di veicoli elettrici al 2030:

- l'obsolescenza del parco nazionale e la riduzione del parco auto nel tempo
- il costo e le prestazioni (autonomia) dei veicoli elettrici
- lo sviluppo dell'infrastruttura di ricarica pubblica e privata
- i vincoli legali esterni (limiti alle emissioni di CO₂, quote obbligatorie per i veicoli a zero emissioni)
- la presenza di incentivazioni della mobilità sostenibile di natura economica, fiscale e regolatoria.

MERCATO AUTO

Gli obiettivi al 2030 sono stati valutati sulla base di due ipotesi:

- fino al 2024 i BEV e PHEV non saranno ancora del tutto competitivi con i veicoli con motore a combustione interna;
- lo sviluppo dell'infrastruttura di ricarica sarà molto graduale.

I programmi di Enel (14.000 colonnine entro cinque anni), sommati a quanto previsto nel PNIRE e dalle Regioni, determinerebbero nel 2024 un'infrastruttura sufficiente per una popolazione di almeno 500.000 veicoli elettrici (consistente con le ipotesi al 2025 dello scenario basso di The European House Ambrosetti - Enel), molti dei quali verranno acquistati da soggetti che hanno anche la possibilità di ricarica privata (domestica o aziendale). Più incerta è la possibilità di raggiungere alla soglia del 2024 una tale diffusione di veicoli, considerato che le vendite attuali, non incentivate, sono attualmente confinate in meno dello 0,5% del mercato auto.

Assumendo che in Italia vengano rapidamente attivate incentivazioni nella stessa misura di altri Paesi (6000 euro per auto, a decrescere nel tempo) sembra realistico riuscire a ottenere un rapido incremento della crescita, fino a raggiungere in 4-5 anni le stesse quote (1-3%) dei Paesi in cui vi sono incentivazioni. Con questa ipotesi (quota di mercato crescente dall' 1% al 3% nel periodo 2019-2023), il circolante di auto BEV+PHEV (oggi circa 22.000 unità) si porterebbe a fine

2024 a circa 190.000 unità. Per favorire tale diffusione, sarebbero necessarie misure di accompagnamento (incentivi economici e regolatori). L'entità dei primi potrebbe ridursi gradualmente da 6000 fino a 3000 euro nel 2023, per un impegno finanziario complessivo di circa 600 milioni. **Una "tassa di scopo, come l'incremento del bollo auto di meno di 3 euro su tutti gli autoveicoli "non operabili a zero emissioni", fornirebbe tale cifra nei cinque anni di valenza della misura di accompagnamento.**

Dal 2024 il costo dei veicoli, e a maggior ragione il TCO, dovrebbero essere competitivi con o inferiori a quelli dei veicoli con motore a combustione interna, per cui i BEV e i PHEV potranno assorbire, sulla base dei normali meccanismi di mercato, una quota importante del mercato auto, a maggior ragione se da parte dell'Unione europea, nel contesto della tanto discussa "neutralità tecnologica", provenissero indicazioni che riconoscano il ruolo particolarmente promettente della mobilità elettrica. Stimoli in questo senso sono emersi nel Parlamento europeo, che a inizio ottobre 2018 ha proposto un target di *"riduzione della CO2 del 20% per le nuove auto e van nel 2025 e del 40% nel 2030 (rispetto alle emissioni del 2021) e in particolare l'imposizione di quote di produzione di veicoli a zero o ridottissime emissioni del 20% nel 2025 e del 35% nel 2030, con l'adozione di malus per le case che non rispetteranno tali vincoli"*. Decisioni che segnano l'avvio di una fase di riconoscimento formale di un ruolo specifico della mobilità elettrica nel processo di decarbonizzazione.

Su tali basi, **se accompagnata dal contemporaneo rafforzamento dell'infrastruttura di ricarica pubblica e di quella, non meno importante, domestica/aziendale**, a partire dal 2024 la quota elettrica diventerebbe una frazione più rilevante delle nuove immatricolazioni annue di autoveicoli (oggi 2 milioni, previsioni per il 2030 1,5 milioni). Assumendo una diffusione **con crescita lineare dal 3% dal 2023 fino al molto impegnativo 50% nel 2030** (Figura 11), si raggiungerebbe un circolante di circa 3,5 milioni di auto (12% del parco auto 2030), per il 40% PHEV e per il 60% BEV (Figura 12). Il rimanente 50% di nuove auto immatricolate nel 2030 in grande prevalenza sarà costituito da auto ibride e tradizionali, allineate ai nuovi vincoli europei per le emissioni locali e climalteranti.

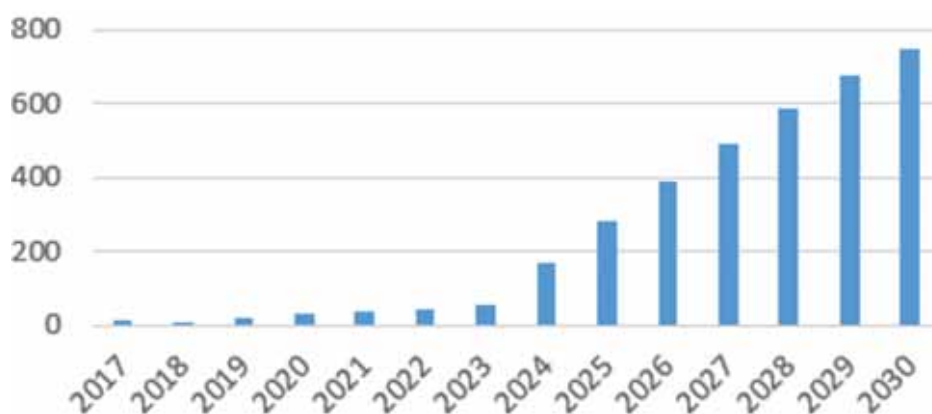


Figura 11 – Vendite annue auto private BEV e PHEV (migliaia)

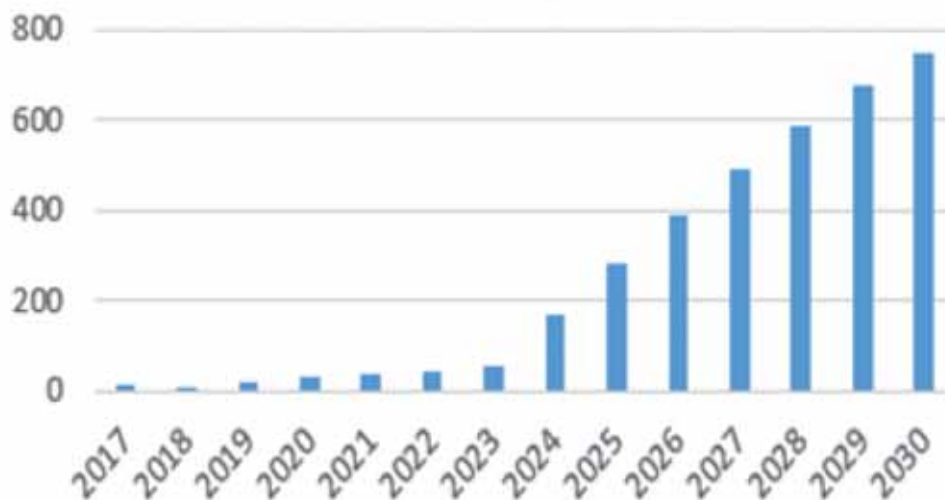


Figura 12 – Stock di auto private BEV e PHV (migliaia)

Veicoli commerciali leggeri (categoria N1, fino a 3500 kg) e vetture per TPL

Queste tipologie, con intensità di utilizzo e percorrenze medie molto elevate (veicoli per logistica, servizi di flotte di pubblica utilità), presentano già oggi concrete possibilità di introduzione nel mercato, in quanto il maggior costo iniziale viene più rapidamente ammortizzato dal basso costo chilometrico. Vi sono in effetti operatori della logistica che hanno già costituito parchi di mezzi elettrici e che si sentono semmai rallentati dall'insufficienza della infrastruttura di ricarica pubblica e dalla scarsità di misure incentivanti per l'accesso alle ZTL. È significativo che in Italia la quota di veicoli commerciali elettrici sia già attorno al 30% del mercato elettrico totale (dati degli anni 2015-2016).

È perciò realistico che al 2030 una frazione importante di questi veicoli possa essere sostituita da versioni PHEV e BEV.

Il mercato annuo dei veicoli con motore a combustione interna per le applicazioni citate è attorno alle 200.000 unità annue, con un circolante di circa 3,5 milioni di pezzi, che presumibilmente subirà anch'esso una contrazione al 2030, ma in misura inferiore a quella delle auto, a causa del crescente effetto del commercio *on line*. Si stima qui orientativamente una riduzione del 10%, ovvero 3,2 milioni al 2030.

Al momento, la maggior parte dei furgoni elettrici in commercio sono versioni di autovetture elettriche configurate con vano di carico e hanno capacità di carico parecchio inferiore a quella dei veicoli a combustione interna (tipicamente meno di 1000 kg). Alcuni operatori, come Deutsche Post, hanno realizzato in proprio mezzi con adeguata capacità di carico (1000-2000 kg). All'orizzonte del 2030 parrebbe plausibile che queste taglie saranno state sviluppate a livello industriale e introdotte sul mercato in quantitativi adeguati.

In conclusione, si può assumere realisticamente che la diffusione dei veicoli di flotte commerciali si svilupperà con un tasso di crescita più deciso di quello delle autovetture, stimabile in prima approssimazione al 2030 in una quota di circolante elettrico almeno doppia rispetto alle auto: 20% del parco invece del 12%, ovvero 640mila automezzi. Una stima che è comunque più incerta, subordinata alla effettiva disponibilità di mezzi di taglia adatta e di una estesa infrastruttura di ricarica, che ne consenta la rapida operabilità anche per tratte più lunghe di quelle delle autovetture.

A condizioni di lavoro analoghe rispondono anche i taxi (alcune decine di migliaia in Italia) e le auto in condivisione (oggi circa 6000 auto), che anche all'orizzonte del 2030, pur accrescendo la loro diffusione, costituiranno una quota piuttosto modesta rispetto ai veicoli commerciali di cui sopra. A lungo termine per le auto in condivisione sembra però profilarsi un interesse crescente.

In assenza di elementi accurati, **si ipotizza qui in prima approssimazione che le auto in condivisione, soprattutto se introdotte anche con formule di car sharing condominiale (un certo numero di veicoli in ciascun immobile, condivisi dai residenti), sommate ai taxi e alle nuove forme di trasporto collettivo (come Uber), possano rappresentare alla fine della prossima decade l'1% del parco auto totale, ovvero 300.000 unità.**

Totale circolante elettrico stimato al 2030 (esclusi bus)

La Tabella 13 riassume gli obiettivi al 2030 considerati realizzabili.

Tabella 13 – Veicoli elettrici circolanti nel 2030

Tipologia	Circolante
Autovetture	3.540.000
Veicoli commerciali	640.000
Taxi e auto in condivisione	300.000
TOTALE	4.480.000
Ripartizione orientativa	60% BEV, 40% PHEV

CONSUMI ELETTRICI

Per il 2030 si assumono le seguenti percorrenze medie: autovetture: 12.000 km/anno: veicoli con alta intensità d'uso (logistica, altre flotte, taxi, car sharing): 25.000 km/anno.

Come ipotizzato, i BEV costituiranno il 60% del parco elettrico, con 2,69 milioni di autoveicoli. I consumi medi per le autovetture, dichiarati dal costruttore in base alla normativa NEDC, variano dai 100-120 Wh/km nelle vetturine urbane di taglia più piccola (Citroen C Zero, Peugeot iOn, ecc) ai 130-140 delle classi B (VW e-up, Mercedes B, Nissan Leaf, ecc.), ai 160-190 dei modelli della gamma più alta e dei veicoli commerciali derivati (BMW, Tesla, e furgoni derivati da auto

di classe B). Tali consumi sono parecchio inferiori a quelli reali in condizioni d'uso e con gli impianti di climatizzazione inseriti. Un fattore moltiplicativo K valutato dall'EAFO è 1,40, mentre alcune rilevazioni condotte sullo stesso veicolo col ciclo NEDC e il più severo WLTP stimano K=1,30. Si assume qui un valore intermedio.

Per simulare a grandi linee la composizione di classi di autovetture private del parco nazionale, si assume che il parco di BEV sia costituito per il 50% da auto di classe A, il 30% di classe B e il 20% da vetture di classe elevata. Per i furgoni si assumono i consumi delle auto di classe elevata, per i taxi e le vetture in condivisione, consumi intermedi tra quelli delle classi A e B. Per il sopracitato parco elettrico al 2030 di 2,12 milioni di BEV ne risultano i consumi alla rete di distribuzione BT, riportati in Tabella 14.

Tabella 14 – Consumi elettrici dei BEV nel 2030

Autoveicoli BEV	Quantità al 2030	kWh/km NEDC (*)	K Uso reale/NEDC	kWh/km reali	Percorrenza annua (km)	Consumo annuo (GWh)
Auto BEV classe A	1.061.000	0,110	1,35	0,154	12.000	1890
Auto BEV classe A	637.000	0,135	1,35	0,189	12.000	1390
Auto di taglia maggiore	424.000	0,170	1,35	0,238	12.000	1170
Furgoni N	384.000	0,180	1,35	0,243	25.000	730
Taxi e autoln sharing	180.000	0,120	1,35	0,162	25.000	2330
	2.690.000					7.510

Il totale degli autoveicoli PHEV assomma a 1.79 milioni. Si assume che quanti fanno la scelta verso le autovetture PHEV abbiano l'esigenza, legata ad esigenze di lavoro, di una maggior frequenza di lunghe percorrenze extraurbane rispetto a quanti scelgono i BEV.

In ogni caso, l'autonomia dei PHEV consente comunque una percorrenza senza azionare il motore a combustione interna attorno ai 50 km nei modelli odierni, probabilmente maggiore nei modelli futuri. Si può quindi ipotizzare che anche questi veicoli verranno operati in modalità elettrica a emissioni zero per i 12.000 km annuali assunti come media annuale per le autovetture. Naturalmente, ai consumi elettrici di questa percorrenza andranno sommati i consumi in funzionamento termico (ibrido) per le percorrenze elevate, che esulano dalla presente analisi.

Per i PHEV risultano i consumi alla rete di distribuzione BT, riportati in Tabella 15.

Tabella 15 – Consumi elettrici dei PHEV nel 2030

Autoveicoli PHEV	Quantità al 2030	kWh/km NEDC (*)	K Uso reale/NEDC	kWh/km reali	Percorrenza annua (km)	Consumo annuo (GWh)
Auto BEV classe A	707.000	0,110	1,35	0,154	12.000	1260
Auto BEV classe A	424.000	0,135	1,35	0,189	12.000	930
Auto di taglia maggiore	283.000	0,170	1,35	0,238	12.000	780
Furgoni N	256.000	0,180	1,35	0,243	12.000 (**)	750
7,60 Taxi e autoln sharing	120.000	0,120	1,35	0,162	12.000 (**)	230
	1.790.000					3.950
(*) in funzionamento a zero emissioni						
(**) in funzionamento a zero emissioni, oltre a 13.000 in funzionamento termico ibrido						

Il consumo annuo complessivo di energia elettrica del parco complessivo risulta quindi di circa 11,46 TWh, di cui 7,22 TWh alimentati da fonte rinnovabile (Capitolo 2), pari a 0,62 Mtep. A questi vanno aggiunti 0,55 Mtep per il trasporto collettivo elettrificato.

STIMA DELLE EMISSIONI DI CO₂ IN FUNZIONAMENTO ELETTRICO NEL 2030

Secondo le stime di Elettricità Futura (Elettricità Futura, La Mobilità Elettrica quale strumento per le politiche ambientali ed europee, 5 marzo 2018), il fattore emissivo dell'energia utilizzata dal veicolo elettrico, inclusivo dell'estrazione, produzione e trasporto, è al 2016 di 324 gCO₂/kWh. Tenuto conto che al 2030 le fonti rinnovabili copriranno circa il 63% dei consumi elettrici (Capitolo 2), il corrispondente fattore di emissione scenderebbe a circa 204 gCO₂/kWh.

Le emissioni complessive del parco elettrico di 4,48 milioni di autoveicoli sarebbero quindi pari a

$$11.500 \text{ GWh/anno} \times 204 \text{ gCO}_2/\text{kWh} = 2,34 \text{ milioni di tCO}_2/\text{anno},$$

corrispondenti a una emissione media di 38,7 gCO₂/km (esclusi ovviamente le emissioni del ciclo di manifattura e riciclo del veicolo), largamente inferiore a quella dei veicoli con motore endotermico. Ciò implica però che anche i veicoli PHEV siano connessi alla rete elettrica tutto il tempo necessario alla ricarica completa.

Acquista allora molta importanza la disponibilità della rete di ricarica domestica e aziendale, alla quale i veicoli possano restare allacciati per lungo tempo: nottetempo, e frequentemente anche per l'intera giornata per i veicoli privati, e durante le ore lavorative nei parcheggi aziendali aperti anche ai dipendenti.

In Italia, nonostante la percezione diffusa, circa il 60% delle auto è ricoverata in box e posti auto privati o in garage a pagamento, che tipicamente sono sprovvisti di allacciamenti con potenza elettrica adeguata; in particolare nei condomini l'allacciamento è connesso alla rete condominiale e non al POD del proprietario. La ricarica privata risulta inoltre ineludibile, se la mobilità elettrica dovrà fornire in futuro anche servizi al sistema elettrico (livellamento carico, controllo tensione e frequenza) attraverso tecniche V2G.

La legislazione in corso impone che gli immobili di futura costruzione o quelli esistenti oggetto di ristrutturazioni sostanziali vengano predisposti per la possibilità di ricarica per i residenti, **mentre non vi sono vincoli né sostegno all'adeguamento impiantistico degli immobili esistenti.**

Allo stato delle cose, tutta l'attenzione sembra indirizzata alla ricarica pubblica, sottostimando quella privata, che dovrebbe invece vedere uno sviluppo parallelo in una pianificazione coordinata. Peraltro, le esperienze dei Paesi esteri testimoniano due fattori:

- la maggioranza delle ricariche (tra il 50 e l'80%) è fatta in ambito domestico o aziendale;
- la possibilità di poter ricaricare nella propria abitazione rappresenta un fattore tranquillizzante e motivante molto forte nella fase di avvio del mercato delle auto elettriche.

ASPETTI E RIFLESSI ECONOMICI

Per le **infrastrutture di ricarica**, secondo le stime di *The European House – Ambrosetti* (nel seguito *TEHA*), per l'operatività di un parco autoveicoli di 5 milioni di unità è necessaria una infrastruttura costituita da 33.000 colonnine pubbliche (in parte lente e in parte veloci) e 2,5 milioni di punti di ricarica privati, attrezzati con *wall box* in aree private (abitazioni, box, autorimesse, aziende, ecc.).

Il costo (il fatturato indotto) dallo sviluppo della rete di tale ricarica viene stimato in circa 7 miliardi di euro, comprensivi dei costi di installazione e di allaccio alla rete, che incidono tra il 40 e il 60%. È interessante notare come la maggior parte del costo (oltre l'80%) riguarda i *wall box*, a conferma della rilevanza della ricarica privata.

Altre stime (*European Climate Foundation*, nel seguito *ECF*) valutano invece un impegno finanziario inferiore (3 miliardi), dei quali il 40% per le ricariche domestiche/aziendali e il 60% per le stazioni di ricarica pubblica lente e di ricarica rapida in autostrada.

Si tratta in ogni caso di una tecnologia totalmente sviluppabile e producibile nel Paese, con ripercussioni sul PIL e sull'occupazione, seppur modeste e una tantum. Si presuppone che i costi per lo sviluppo della rete di ricarica siano sostenuti (a parte incentivazioni pubbliche nella fase di avvio) dai soggetti fornitori dell'energia e del servizio di ricarica, mentre i costi della ricarica privata (il costo medio di un *wall box* installato è stimabile in 1.500-2.500 euro) siano a carico dei diretti interessati, in aggiunta al costo del veicolo. Di fatto, è oggi presente sul mercato una molteplicità di produttori nazionali di colonnine e *wall box*.

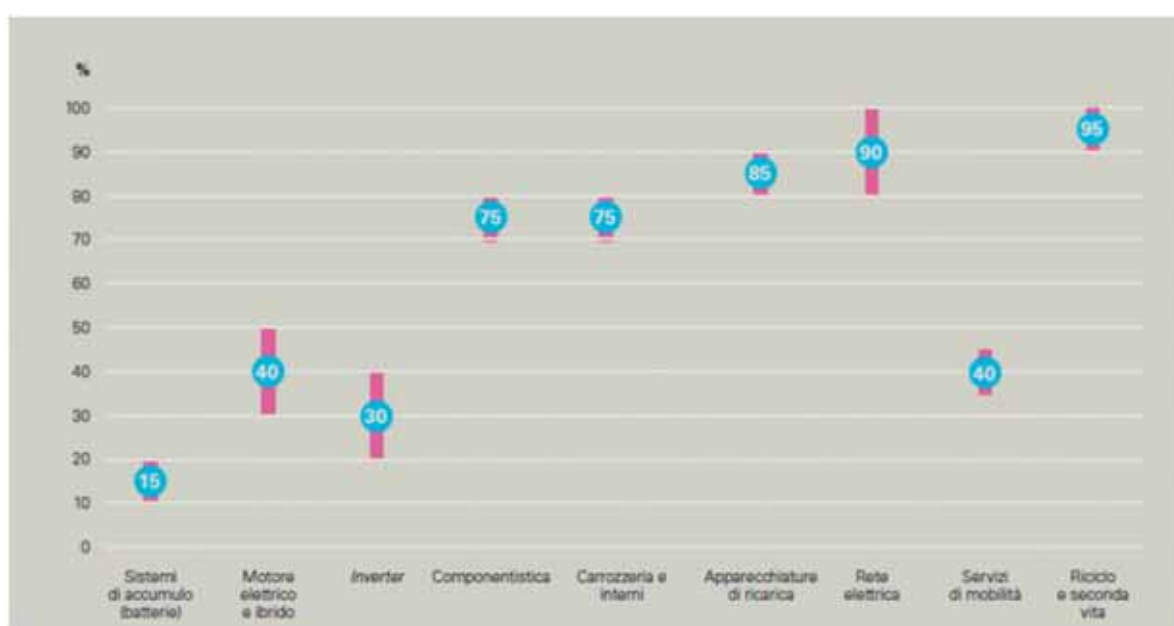
Per la **filiera dei veicoli**, particolarmente articolato è il quadro concernente la produzione dei veicoli elettrici. Le ipotesi alternative che si possono assumere sono:

- i veicoli vengono totalmente o parzialmente importati dall'estero, come accade oggi, quando solo il 40% delle auto immatricolate in Italia sono costruite nel Paese, contro l'80% in Francia e l'enorme produzione tedesca, pari al 170% del proprio immatricolato;
- intervengono modifiche nella politica industriale e il settore automotive italiano, in aggiunta alla produzione di veicoli endotermici di nuova generazione conformi ai nuovi vincoli europei, entra direttamente o attraverso nuovi *player* nazionali nel settore dei veicoli elettrici;
- il settore automotive si orienta subito e in misura importante verso la manifattura di veicoli elettrici in luogo di quelli termici.

La citata indagine di *TEHA*, attraverso un'indagine del settore industriale, ha determinato la "quota di italianità" della filiera che potrebbe essere coinvolta nel nuovo mondo della mobilità elettrica, stimando anche il fatturato complessivo che l'industria italiana potrebbe verosimilmente catturare sulla base delle proprie competenze attuali: **per l'insieme dei settori di attività indicati in Figura 13, potrebbe toccare i 100 miliardi nel 2030 con una produzione di 5 milioni di veicoli a batteria.**

Secondo l'ipotesi 2, un ingresso in questo settore sarebbe quindi proficuo per recuperare almeno in parte l'enorme perdita di competitività perduta negli ultimi anni nel campo dell'automobile.

Molto di più potrebbe essere ottenuto, se si sviluppasse nel tempo una maggior competitività tecnologica e una maggior capacità produttiva nel settore dei componenti per il *drive train*, mentre la possibilità di un ruolo significativo nel campo delle batterie, che rappresentano una delle voci di maggior peso nel breakdown dei costi del veicolo elettrico, **richiede l'immediata partecipazione attiva dell'Italia all'Alleanza europea per le batterie, valorizzando le realtà produttive esistenti nel Paese.**



Fonte: The European House – Ambrosetti

Figura 13 - La quota di "italianità" lungo la filiera dell'auto elettrica (valori percentuali e range massimo, minimo e medio), 2017

La stessa indagine di TEHA, oltre alla manifattura della rete di ricarica e dei veicoli, considera anche altre componenti di una "filiera allargata", che potrebbero vedere un ruolo della nostra industria e che include i servizi ICT di mobilità e le attività di riciclaggio e riuso, per la "seconda vita" delle batterie in applicazioni stazionarie.

Il valore aggiunto di tutta la filiera resta comunque fortemente concentrato nella manifattura dei veicoli (Tabella 16).

Tabella 16 -Quota di italianità catturabile nella filiera dell'auto elettrica (miliardi)

Autovettura	Infrastruttura	Servizi ICT di mobilità	Riciclo batterie	Totale
90	6	3	2	101

Lo studio fornisce anche dati sugli occupati nell'insieme dei settori coinvolti (oltre 800.000), senza peraltro fornire elementi sul contributo dell'incidenza occupazionale che deriverebbe dalla mobilità elettrica.

ALTRI RIFLESSI ECONOMICI

La ricerca "Fuelling Italy's Future" condotta dalla *European Climate Foundation* (nel seguito ECF), basata su uno scenario italiano al 2030 non lontano da quello qui delineato (2,2 milioni di PHEV e 2,3 milioni di BEV), stima che le minori importazioni di fonti fossili destinate alla mobilità porterebbero a un risparmio di 2,4 miliardi di euro nel 2030, oltre che a una riduzione del 32% delle emissioni di CO₂ (in linea con gli obiettivi UE).

In realtà tali dati sono largamente prudentziali, perché la quota di FER per la generazione elettrica è stata basata sulle proiezioni del PRIMES Reference Scenario 2016, che prevedeva una quota di solo il 49% al 2050.

Lo scenario ECF valuta inoltre che le minori emissioni inquinanti locali porterebbe al 2030 ad un risparmio cumulato di 5,5 miliardi di euro (3,2 per minori spese mediche e 2,2 per la maggior produttività dovuta alla minor perdita di giorni lavorativi). Queste cifre sono in linea con le stime del Libro Bianco CIVES sull'Auto Elettrica (ed. 2014).

Vi sarebbe infine un impatto positivo netto sull'occupazione, per circa 19.000 posti di lavoro in più al 2030, anche se il passaggio alle nuove tecnologie implica notevoli cambiamenti nei valori assoluti e nelle singole tipologie di forza lavoro lungo la filiera produttiva. Ne beneficerebbero il settore della componentistica elettrica e il settore dei servizi, mentre vi sarebbe un calo nel settore dei combustibili raffinati, peraltro molto modesto, in quanto l'intensità di occupazione di questo settore è parecchio inferiore a quella dei settori coinvolti nella filiera della mobilità elettrica:

Al 2030 l'incidenza totale della ricarica sui consumi elettrici sarà pari a circa il 3% della domanda. Qualora non fosse oggetto di un'adeguata gestione da parte del sistema elettrico, la possibile sovrapposizione di tali prelievi nelle ore di punta potrebbe comportare un costo per il potenziamento della rete di distribuzione e degli impianti di produzione, stimati dallo scenario ECF in 160 milioni/anno. Viceversa, una ricarica "intelligente", tesa a spostare la domanda di punta dei veicoli elettrici verso i periodi di maggior produzione elettrica, porterebbe ad un beneficio di circa 140 milioni/anno. Se infine si sviluppasse un sistema di ricarica attiva, basata sull'utilizzo delle stesse batterie dei veicoli come accumulo decentralizzato e reattivo alla rete (V2G), si ottimizzerebbe il sistema, con un beneficio economico stimabile in 560 milioni/anno.

Complessivamente, l'insieme delle voci di risparmio citate porterebbe ad un aumento del PIL di circa lo 0,16% (in gran parte legato alle minori importazioni energetiche) e a 19.000 nuovi posti di lavoro.

RILANCIARE LA COMPETITIVITÀ ATTRAVERSO LA FILIERA DELL'AUTO ELETTRICA

Lo studio ECF è stato condotto con la medesima metodologia anche per altri Stati dell'UE (Francia, Inghilterra, Germania, Spagna), rilevandovi benefici macroeconomici spesso molto maggiori. Per la Germania l'aumento del PIL sarebbe dello 0,5% e l'occupazione di 147mila unità. Queste differenze dipendono in gran parte dall'attuale debolezza e perdita di competitività della nostra industria automobilistica.

Negli ultimi dieci anni essa ha subito un evidente ridimensionamento in termini produttivi e occupazionali. Oggi in Germania e in Spagna a fronte di una nuova vettura immatricolata si producono rispettivamente 1,71 e 2,05 auto. In Francia e nel Regno Unito invece il rapporto è di una vettura immatricolata e rispettivamente 0,81 e 0,64 prodotte. **In Italia il rapporto è solo 0,39.**

Inevitabilmente ne ha risentito l'occupazione, anche se in misura differenziata. Gli addetti alla produzione delle vetture sono rimasti quasi inalterati: 68.500 nel 2008 e 66.000 nel 2015. Una riduzione più importante si è verificata nella produzione di componenti e accessori, con un calo da 86.000 a 72.000 addetti, e nella costruzione delle carrozzerie: da 17.000 a 10.000 occupati. Restano invece stabili i lavoratori dei componenti elettrici ed elettronici.

Se le auto prodotte in Italia non si vendono, è anche perché non vengono colte le esigenze della domanda. Il forte tasso di crescita delle auto ibride, nelle quali l'Italia è il terzo Paese europeo, fa pensare che la popolazione italiana abbia cominciato a subire il fascino della motorizzazione elettrica, e che una volta superate le barriere dell'infrastruttura e del costo iniziale, le risposte del mercato ai BEV e PHEV sarebbero positive; con la crescita delle loro immatricolazioni è forte rischio di perdere ulteriori quote di mercato a favore dei costruttori esteri.

La finestra delle opportunità è però ancora aperta. **Negli anni '90 e fino ai primi anni 2000 l'Italia era il Paese con maggior diffusione di veicoli elettrici in Europa**, anche se basati su tecnologie a basse prestazioni. Il circolante era allora di circa 13.000 tra auto e furgoni, 8000 quadricicli, 34.000 ciclomotori, 250.000 biciclette a pedalata assistita e 1000 minibus o bus elettrici e ibridi: molti più di quanti ne siano in circolazione oggi con le tecnologie moderne.

Gran parte di tali veicoli erano prodotti in Italia: Piaggio, IVECO, Altra, Ansaldo, Breda Menarini, Tecnobus, EPT, Zagato, la stessa FIAT, oltre al mondo di eccellenza della componentistica, come Magneti Marelli, Siemens Italia, Brembo, Oerlikon Graziani.

Spetta al MiSE la realizzazione di un'indagine orientata a individuare le potenzialità di rilancio del settore, attraverso stimoli e supporti capaci di creare le condizioni per realizzare o ampliare gli insediamenti produttivi nel Paese, partendo dai recenti annunci di FCA (chiusura della produzione di veicoli diesel nel 2021, 9 miliardi di investimenti per i mezzi elettrici entro il 2022) e puntando sui segmenti che appaiono più promettenti.

I modelli elettrici della fascia alta, a cominciare da Tesla, hanno il pregio indiscusso di avere dimostrato concretamente le potenzialità tecnologiche e l'affidabilità della mobilità elettrica,

ma molto più estesa, e più ambientalmente favorevole, può essere la fascia delle **auto di piccola taglia** (segmenti A e B) che, nonostante la contrazione subita negli ultimi anni per l'ingresso prepotente dei SUV, rappresentano ancora più del 40% delle auto vendute in Italia. Vetture come il modello "500", con il suo design italiano (la cui prima versione elettrica risale al 2009 da una collaborazione tra Fiat Professional e MicroVett), potrebbero costituire l'avanguardia per riguadagnare quote di mercato.

L'erosione del mercato auto ha visto per contro una crescita del mercato e della produzione di **veicoli commerciali**, sia pesanti che leggeri. Questi ultimi, in particolare, presentano ulteriori prospettive di crescita nella logistica di breve raggio, connessa alle vendite *on-line*. Peraltro, come già accennato, l'elevata intensità di utilizzo di questi mezzi conduce a un più rapido raggiungimento del pareggio economico dei veicoli elettrici già ai costi attuali.

È infine sintomatico che nella **produzione di bus/minibus** l'Italia detenesse fino a 15 anni fa il primato, mentre oggi non trova possibilità di reinserimento, dovuta non alla mancanza di capacità tecnologiche o di operatori interessati, ma alla difficoltà di competere sul mercato globale. Nei Paesi europei in cui è stata avviata la diffusione di bus elettrici, circa il 40% dei veicoli che vengono acquistati sono di produzione nazionale o quanto meno vengono assemblati in insediamenti produttivi locali. La modestissima produzione italiana (quasi solo a livello prototipale) ha trovato sbocco prevalente in Paesi esteri (Germania, Spagna, Olanda, Norvegia, Austria), a testimonianza della validità dei prodotti. Ha giocato in questo caso un ruolo perverso il lato domanda, per la polverizzazione e i disuniformi capitolati di fornitura, imposti dai 100 e più operatori italiani del TPL, che ostacolano la possibilità di consolidare un prodotto che possa diventare competitivo.

In conclusione, non vi è stata una spinta a capitalizzare il lavoro e le esperienze passate, quando erano disponibili tecnologie povere, che configuravano un mercato modesto.

Occorre pertanto una politica industriale, volta a favorire le nuove opportunità che si presentano oggi, in presenza di tecnologie mature e di un mercato che si profila molto ampio.

SCENARI PER IL BIOMETANO

Dato che una crescente penetrazione di impianti a biogas nelle aziende agricole (se del caso, associate per raggiungere una superficie coltivata che ne giustifichi economicamente la realizzazione) rappresenta uno strumento essenziale per garantire il futuro del settore agricolo italiano (Capitolo 2), secondo la valutazione congiunta del Consorzio Italiano Biogas, di Confagricoltura e di Snam (Lo sviluppo del biometano e la strategia di decarbonizzazione in Italia, Position Paper Consorzio Italiano Biogas – Snam – Confagricoltura per COP 21 di Parigi), la corrispondente quantità di biometano producibile entro il 2030 è pari a 8 miliardi di metri di cubi, cui va aggiunto almeno 1 miliardo proveniente dalla FORSU.

Si tratta di un livello produttivo che, oltre a svolgere la funzione di *greening* del gas naturale immesso in rete e a soddisfare i consumi agricoli, **consente di coprire integralmente nel 2030 la domanda di metano per il trasporto.**

TRASPORTO PESANTE SU STRADA, MARITTIMO E AGRICOLO

Secondo la SEN, nel 2030 almeno il 25% del trasporto pesante su strada doveva essere alimentato da GNL, obiettivo potenzialmente elevabile al 30% anche col contributo del gas naturale compresso (GNC). L'obiettivo indicato dalla SEN per il trasporto navale era invece il 50 %.

Queste previsioni poggiano su una base conoscitiva solida. Subito dopo l'emanazione della direttiva 2014/94/EU, che richiedeva agli Stati Membri di adottare entro il 2016 piani di sviluppo delle fonti alternative per il settore dei trasporti, fu infatti costituito un gruppo di lavoro, cui hanno partecipato quattro ministeri (Sviluppo economico, Infrastrutture, Ambiente, Interni), le Regioni, le Capitanerie di porto e le Autorità portuali, le Associazioni di settore interessate, i gestori dei terminali GNL italiani, altri enti e soggetti interessati (durante i suoi lavori il gruppo ha ascoltato anche il punto di vista delle principali associazioni ambientaliste).

Le elaborazioni del gruppo di lavoro hanno consentito al Ministero dello sviluppo economico di pubblicare a giugno 2015 il Documento di consultazione per una Strategia Nazionale sul GNL. Solo per citare gli argomenti principali trattati, il documento ha: stimato la domanda di GNL; valutato i costi per la riconversione a GNL di navi e camion; confrontato i costi unitari di esercizio e di manutenzione nel trasporto marino e terrestre, utilizzando GNL o combustibili tradizionali; esaminato la possibilità di adeguare porti nazionali all'utilizzo di GNL; individuato i bacini di utenza più attrattivi per l'installazione delle infrastrutture di GNL connesse al trasporto su gomma; analizzato le problematiche della sicurezza e dell'accettabilità sociale degli insediamenti impiantistici richiesti e dei mezzi di trasporto alimentati con GNL.

Oltre tutto, nel trasporto pesante, sulla scia di quanto sta avvenendo nel trasporto marittimo, si registra un incremento esponenziale nella sostituzione del gasolio con GNL. Nel 2017 in Italia erano circa 600 i veicoli alimentati a GNL, ma sono diventati più di 1600 nel 2018.

Le stazioni di rifornimento di GNL sono quasi tutte in grado di erogare anche CNG e possono così sfruttare le grandi economie di gestione ottenute dal *boil-off* del GNL e dalla possibilità di comprimere il liquido prima di farlo vaporizzare. Oggi ci sono già 28 stazioni GNL attive e 19 in costruzione, in grado di assicurare continuità di rifornimento a più di 2500 veicoli.

Sulla base dei dati elaborati a seguito della consultazione promossa dal MiSE e del trend di crescita in corso, è quindi realistico assumere che, per realizzare l'obiettivo del 32%, nel 2030 sia alimentato da biometano liquido il 30% del trasporto pesante su strada e il 50% di quello marittimo e agricolo.

Ciò comporterà nel 2030 un minore consumo di gasolio di 3,58 Mtep, di cui 2,43 per il trasporto su strada e agricolo e 1,15 per il trasporto navale, sostituiti da circa 4,4 miliardi di m³ di biometano.

AUTOMOBILI, VEICOLI COMMERCIALI LEGGERI E AUTOBUS

Nel 2015, utilizzando i dati del 2014, NGV Italy aveva stimato che nel 2017 vi fossero 1.084.000 automobili e veicoli commerciali leggeri N1 circolanti alimentati a metano. I dati ACI relativi al

2017 riportano un totale di automobili + N1, pari a 1.013.098 contro i 1.084.000 stimati, confermando l'affidabilità delle previsioni del 2015. Anche i dati della stima sull'incremento delle stazioni di rifornimento sono stati validati dai dati reali: a settembre 2018 erano operative sul territorio nazionale 1.288 stazioni di rifornimento. Nello scenario di previsione elaborato nel 2015 NGV Italy aveva considerato un rapporto veicoli/stazioni di rifornimento pari a 840. Moltiplicando 840 x 1288 si ottiene un numero di veicoli pari a 1.081.920, che è molto prossimo al valore del parco a gas naturale attualmente in circolazione.

Tuttavia, va considerato che il 2016 e soprattutto il 2017 le nuove immatricolazioni di veicoli a metano hanno subito una consistente riduzione, mentre nel primo semestre del 2018 si è viceversa registrato un incremento del 15% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. Oltre all'andamento random delle immatricolazioni negli ultimi anni, per le previsioni al 2030 va altresì tenuto conto:

- della competitività, qui prevista a partire dal 2024, degli autoveicoli elettrici,
 - dei sempre più stringenti vincoli alle emissioni inquinanti e di CO₂, che favoriranno la mobilità elettrica,
 - dello sviluppo della mobilità condivisa, che già oggi privilegia l'adozione di veicoli elettrici,
 - dei programmi di investimento delle principali case automobilistiche nella mobilità elettrica,
- per cui si assume prudenzialmente l'obiettivo di 1,5 milioni di auto alimentate a gas, quindi a biometano, nel 2030.

Nel 2017 circa 11.000 bus erano alimentati a gas (circa 11% del totale). La consolidata esperienza d'uso del gas naturale nel trasporto pubblico dovrà però subire la concorrenza sulle tratte urbane degli autobus elettrici – circa 10.000 nel 2030 (previsioni Electrify 2030) – e degli altri biocarburanti, il che porta a definire uno scenario prudenziale di circa il 30 % di bus alimentati a biometano nel 2030. Di conseguenza, nell'ipotesi qui fatta di totale sostituzione del metano fossile per il parco auto e i veicoli commerciali leggeri, **al 2030 nei corrispondenti sistemi di trasporto verranno impiegati 1,5 miliardi di metri cubi di biometano, pari a 1,23 Mtep.**

In totale, l'obiettivo è quindi 5,9 miliardi di metri cubi di biometano impiegati nel settore dei trasporti al 2030.

CONSIDERAZIONI SULL'INFRASTRUTTURA

La mobilità a metano/biometano può contare già oggi su una infrastrutturazione consistente:

- 1.288 stazioni di rifornimento CNG, in continua crescita e già oggi in grado di erogare metano equivalente al doppio dell'attuale parco auto circolante;
- 28 stazioni di rifornimento GNL attive ed altre nuove 19 stazioni GNL previste entro la fine del 2018 per mezzi pesanti, in aumento nei prossimi anni, grazie al DM 2 Marzo 2018 per la produzione di biometano avanzato;
- più di 5.000 officine specializzate in riconversioni di veicoli ai sistemi dual fuel diesel/metano, la cui peculiarità è la semplicità della tecnologia, il basso costo e la possibilità di intervento nell'immediato sul parco circolante esistente.

INVESTIMENTI E RICADUTE

L'obiettivo di 1.500.000 auto alimentate a gas comporterebbe al 2030 la realizzazione di 500 nuove stazioni di rifornimento, con un investimento di 250 milioni di euro a carico dell'imprenditoria privata e la creazione di 1.600 nuovi posti di lavoro. Gli obiettivi al 2030 per il trasporto pesante, marittimo ed agricolo comporterebbero al 2030 la realizzazione di 5000 nuove stazioni di rifornimento C-GNL, con un investimento previsto di 5 miliardi di euro a carico dell'imprenditoria privata e la creazione di 8.000 nuovi posti di lavoro

In totale sono attesi investimenti per 5 miliardi e 250 milioni di euro e circa 10.000 nuovi posti di lavoro stabili.

AZIONI PER PROMUOVERE LA MOBILITÀ A BIOMETANO

1. Attuare quanto previsto dalla SEN per il rinnovo del parco auto, con incentivi per acquisti auto a metano X+1.
2. Attuare quanto previsto dalla direttiva DAFI, consentendo l'ingresso nei centri storici alle auto a metano, analogamente a quanto avviene per i mezzi ibridi.
3. Prevedere anche per il trasporto navale marittimo l'assegnazione dei Certificati di immissione al consumo nel caso di utilizzo di biometano (attualmente è previsto solo per la navigazione in acque interne).
4. Prevedere tempestivamente l'innalzamento della quota di biometano avanzato incentivato e prolungare il periodo oltre all'attuale limite previsto dal DM 2 marzo 2018 al 2022.
5. Prevedere lo sviluppo di stazioni di rifornimento C-GNL lungo la rete autostradale.

ALTRI BIOCARBURANTI

La Tabella 16 illustra il consumo di altri biocarburanti sostenibili in Italia nel 2017: poco più di 1 Mtep, contro circa 40 Mtep di carburanti, consumati complessivamente nel medesimo anno.

Tabella 16 - Consumo di biocarburanti sostenibili in Italia nel 2017

	Biodiesel (*)	Bio-etanolo	Bio-ETBE (**)	Totale	% sul totale
Totale immesso al consumo (ktep)	1.027	-	34	1.061	

* Include anche l'olio vegetale idrotrattato (HVO), l'olio vegetale puro e il Diesel Fischer-Tropsch

** Si considera rinnovabile il 37% in peso del biocarburante, conformemente all'Allegato III della Direttiva 2009/28/CE

Fonte: GSE - Energia nei Trasporti 2017, 2018

Per incrementarne l'impiego, va tenuto presente che, a differenza del biometano, non tutti sono automaticamente utilizzabili tal quali al posto del carburante fossile che intendono sostituirlo.

tuire (Tabella 17). Si definisce infatti “carburante “ideale” uno avente proprietà e caratteristiche chimico-fisiche il più possibile simili a quelle dei combustibili fossili sostituiti, in modo da poter essere utilizzati dai veicoli in circolazione, senza problemi di incompatibilità in caso di miscelazione, che costringano ad utilizzarli in percentuali limitate (il cosiddetto *blending wall*).

Tabella 17 – Limiti di immissione dei biocarburanti tradizionali

Carburante	Biocarburante	% in volume
Benzina	Bioetanolo	10
Gasolio per auto	Biodiesel	7
Gasolio per autobus	Biodiesel	Fino a 100
Carboturbo	80	n.d.

L'unico modo per superare il gap dovuto ai limiti di immissione al consumo dei biocarburanti convenzionali è una crescita significativa del contributo di **biocarburanti avanzati drop-in**, che presentano le stesse caratteristiche dei carburanti convenzionali in termini di miscibilità, compatibilità, stabilità, trasportabilità e stoccaggio da parte delle infrastrutture di distribuzione e, ovviamente, facilità di utilizzo da parte dei veicoli, natanti o velivoli attualmente esistenti. Questo fa sì che possano essere miscelati con i carburanti tradizionali in qualsiasi percentuale senza problemi di *blending wall*: oltre al biometano, sul mercato vi sono attualmente gli **HVO** (oli vegetali idrotrattati) che, se prodotti da scarti, rifiuti e biomasse residue di diversa natura o colture algali, sono considerati a tutti gli effetti biocarburanti avanzati.

Vanno altresì promossi la produzione da materie prime a basso costo, ampiamente disponibili e facilmente reperibili, evitando possibili conflitti per la destinazione d'uso e/o il consumo di suolo con le produzioni alimentari o mangimistiche, nonché processi e tecnologie di produzione semplici, affidabili e scalabili, con basso impatto ambientale e consumi energetici contenuti.

PREVISIONI AL 2030

Quantità rilevanti di biodiesel possono essere destinate all'alimentazione degli autobus, che in genere si riforniscono presso distributori extra rete all'interno dei depositi, perché in questo caso non sono previsti limiti di miscelazione. Se si vuole però effettuare una stima del mercato potenziale, bisogna considerare che difficilmente si impiegheranno miscele con un tenore di biodiesel > 25%. Di conseguenza, si può stimare in questo campo per il 2030 un consumo massimo di biodiesel pari a circa 360.000 m³ (316.000 t).

Al di fuori dei trasporti terrestri, il settore più importante e in continua crescita è quello del trasporto aereo. I moderni velivoli commerciali e militari non possono usare biocarburanti convenzionali, ma solo biocarburanti “drop-in” di nuova generazione.

L'unico biocarburante di questo tipo attualmente disponibile sul mercato è il biojet fuel derivato, come altri bio-idrocarburi (HEFA o HVO), da processi oleochimici di idrogenazione di oli e grassi. La capacità produttiva complessiva di questa tipologia di biocarburanti a livello mondiale è dell'ordine dei 3,5 milioni di t/anno, che corrispondono a 4,3-4,4 milioni di t/anno di materie prime oleose.

La resa di conversione della materia prima in biojet fuel varia a seconda del processo: nel caso specifico del processo EcofiningTM, sviluppato da UOP ed ENI e utilizzato nella raffineria di Porto Marghera (e prossimamente in quella di Gela), è dell'ordine del 13-15%. Ipotizzando al 2030 una capacità di trattamento di 1.000.000 di t/anno di materie oleose, la produzione nazionale di biojet fuel potrebbe raggiungere le 150.000 t/anno nel 2030 e un quantitativo analogo potrebbe essere importato.

Sulla base delle analisi sin qui fatte, la Tabella 18, i cui calcoli sono stati effettuati utilizzando come valori di riferimento quelli riportati nel Decreto MSE del 10 ottobre 2014 e dell'Allegato III della proposta di Direttiva RED II, riporta il contributo stimato dei biocarburanti diversi dal metano ai consumi nel settore dei trasporti in Italia nel 2030.

Tabella 18 – Consumi di biocarburanti diversi dal biometano previsti al 2030

Bietanolo	0,49 Mtep
Biodiesel auto	1,26 Mtep
Biodiesel autobus	0,31 Mtep
Biojet fuel	0, 32 Mtep
TOTALE	2, 38 Mtep

CONTRIBUTO TOTALE FER AL RAGGIUNGIMENTO DELL'OBIETTIVO 32% NEL SETTORE TRASPORTI

L'apporto delle singole rinnovabili va calcolato tenendo conto dei coefficienti moltiplicativi dei consumi, contenuti nell'ultima versione della RED II, sostanzialmente modificati rispetto a quelli precedentemente in vigore (ad esempio è stato abolito il *double counting*):

- 2 per il biojetfuel
- 1,2 per il trasporto marittimo
- 2,5 per auto e veicoli elettrici

La Tabella 19 riporta i consumi al 2030 delle tipologie di rinnovabile, tenendo conto dei coefficienti moltiplicativi.

Tabella 19 - Consumi FER al 2030 per tipologia di rinnovabili ai sensi della RED II

Tipologia	Consumi FER
Elettricità per trasporto leggero	1,55 Mtep
Elettricità per trasporto pubblico	0,55 Mtep
Biometano per trasporto stradale e agricolo	3,66 Mtep
Biometano per trasporto marittimo	1,38 Mtep
Bioetanolo	0,49 Mtep
Biodiesel	1,57 Mtep
Biojetfuel	0,64 Mtep
TOTALE	9,84 Mtep

Di conseguenza, secondo le nostre stime, l'apporto delle rinnovabili ai consumi nel trasporto nel 2030 è 9,5 volte quello del 2016.

Un cambiamento di questa portata richiede però una convinta e continuativa politica di sostegno. Innanzi tutto, per garantire coerenza tra la penetrazione della mobilità elettrica e la rilevante sostituzione del gasolio con biometano da un lato e l'adeguamento delle relative infrastrutture dall'altra. In secondo luogo, vanno adottate con la dovuta tempestività tutte le misure in appoggio alla riconversione di intere filiere industriali.

Nel settore automotive i costi d'investimento richiesti per la commercializzazione dei veicoli elettrici spingono verso accordi di collaborazione tra grandi costruttori, che, anche nel caso di FCA, possono arrivare al *merging* o all'*acquisition*.

Più complesso sarà il cambiamento per le filiere industriali italiane, che alimentano i costruttori di auto: una grossa realtà (la produzione annuale supera 5 miliardi), che attualmente fornisce il *powertrain* e la componentistica anche ai costruttori d'auto diesel di altri paesi europei. Le aziende più lungimiranti stanno già programmando la propria riconversione, ma per un comparto ricco di PMI va richiesto al MiSE di accompagnare la promozione della vettura elettrica con adeguate misure di sostegno alla trasformazione produttiva dell'indotto auto.

Ancora più sfidanti sono i cambiamenti nella raffinazione. Nel 2030 il numero di auto diesel circolanti in Italia potrebbe scendere intorno al 20%. (e resteranno quelle più efficienti). Le previsioni sulla penetrazione del GNL e del CNG nel trasporto navale e pesante su strada ridurranno ulteriormente la domanda di gasolio. Viceversa, la domanda di benzina diminuirà molto meno, per cui il rapporto attuale del consumo gasolio/benzina nei trasporti—superiore a 1,6 - nel 2030 scenderà, e non di poco, sotto l'unità.

Ne consegue una riconversione produttiva da portare avanti in un contesto di domanda complessiva di prodotti petroliferi calante. Anche in questo caso al MiSE va richiesta una politica di sostegno, che in parallelo favorisca lo sviluppo di processi industriali alternativi, dalla biochimica alla produzione di biojet fuel, per la quale è appena stato varato il progetto BIO4A, che sperimenterà per la prima volta in Europa la produzione industriale su larga scala di biojet per l'aviazione e il suo impiego in voli commerciali.

SINTESI DEGLI OBIETTIVI DEL PIANO ENERGIA E CLIMA IN ITALIA

Nella Tabella 20 la produzione di energia con fonti rinnovabili al 2030, stimata per i singoli settori nei Capitoli 2,3,4, è messa a confronto con quella richiesta per realizzare l'obiettivo del 32% nei due scenari sui consumi energetici alla stessa data, assunti nel Capitolo 1: domanda di energia uguale a quella del 2016 (122 Mtep), crescita della domanda uguale a quella del PIL (150 Mtep).

Tabella 20 – Contributi 2030 al Piano Nazionale Energia e Clima

Settore	Scenario 1	Scenario 2
Consumi finali	150 Mtep	122 Mtep
Rinnovabili elettriche	18,06 Mtep	18,06 Mtep
Rinnovabili termiche	15,81 Mtep	15,81 Mtep
Rinnovabili nel trasporto	9,84 Mtep	9,84 Mtep
Totale Rinnovabili	43,71 Mtep	43,71 Mtep
Totale Rinnovabili secondo Scenario	48 Mtep	39 Mtep

La produzione stimata al 2030 è però un po' più del doppio di quella del 2016 (21,08 Mtep). Realizzare le previsioni sui contributi delle singole fonti di energia rinnovabile ai consumi elettrici, termici e nei trasporti, riportate in tabella, è quindi impresa ardua, molto sfidante, che tuttavia rientra nelle capacità economiche, industriali e tecnologiche dell'Italia.

Ciò nonostante, solo con lo Scenario 2, cui corrisponde un'impegnativa politica di efficientamento energetico, la produzione con rinnovabili stimata sarebbe adeguata, anzi, addirittura superiore al 32% della domanda, lasciando un margine di sicurezza di circa 5 Mtep per compensare eventuali scostamenti dall'obiettivo di domanda energetica e/o di produzione con rinnovabili. Scostamenti causati dai fattori esogeni, analizzati nelle Considerazioni Introduttive, che possono trasformare tali obiettivi, di per sé **realistici**, in **potenziali**, in quanto la loro azione potrebbe assorbire l'intero margine di sicurezza e perfino andare oltre.

La sfida è così impegnativa che, per avere successo, dovrà richiedere il contributo di tutte le tecnologie disponibili oggi e da qui al 2030, nessuna esclusa. Alla competizione tra loro va sostituita la cooperazione a 360 gradi e a questo obiettivo devono mirare le azioni dei decisori politici nazionali, regionali e locali.



RINNOVIAMO INSIEME

IL COORDINAMENTO FREE (Coordinamento Fonti Rinnovabili ed Efficienza Energetica) ha lo scopo di **promuovere lo sviluppo delle rinnovabili e dell'efficienza energetica** nel quadro di un modello sociale ed economico ambientalmente sostenibile, della decarbonizzazione dell'economia e del taglio delle emissioni climalteranti, avviando un'azione più coesa delle Associazioni e degli Enti che ne fanno parte anche nei confronti di tutte le Istituzioni; con 29 Soci Associazioni e un ampio ventaglio di Enti e Associazioni Aderenti (senza ruoli decisionali) il COORDINAMENTO FREE è la **più grande Associazione del settore presente in Italia**.

ASSOCIATI



ADERENTI



FREE
coordinamento

Per informazioni:

Tel: +39 06 485539 +39 06 4882137

Fax: +39 06 48987009

Email: info@free-energia.it

www.free-energia.it



Lungotevere dei Mellini, 44 – 00193 Roma - Tel. 0642014701
info@free-energia.it

www.free-energia.it