PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA

Ministero dello Sviluppo Economico

Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare

Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti

Italia

Dicembre 2019

Sommario

SEZIONE A: PIANO NAZIONALE 4
1 SCHEMA GENERALE E PROCESSO DI CREAZIONE DEL PIANO 4
1.1 Sintesi 4
1.2 Panoramica della situazione politica attuale 19
1.3 Consultazioni e coinvolgimento degli enti nazionali e dell'Unione ed esiti ottenuti 39
1.4 Cooperazione regionale per la preparazione del piano 44
2 OBIETTIVI E TRAGUARDI NAZIONALI 46
2.1 Dimensione della decarbonizzazione 46
2.1.1 Emissioni e assorbimenti di gas a effetto serra 46
2.1.2 Energia rinnovabile 52
2.2 Dimensione dell'efficienza energetica 65
2.3 Dimensione della sicurezza energetica 76
2.4 Dimensione del mercato interno dell'energia 86
2.4.1 Interconnettività elettrica 86
2.4.2 Infrastruttura di trasmissione dell'energia 89
2.4.3 Integrazione del mercato 91
2.4.4 Povertà energetica 97
2.5 Dimensione della ricerca, dell'innovazione e della competitività 100
3 POLITICHE E MISURE 108
3.1 Dimensione della decarbonizzazione 108
3.1.1 Emissioni e assorbimenti di gas a effetto serra 108
3.1.2 Energia rinnovabile 121
3.1.3 Altri elementi della dimensione 142
3.2 Dimensione dell'efficienza energetica 151
3.3 Dimensione della sicurezza energetica 182
3.4 Dimensione del mercato interno dell'energia 188
3.4.1 Infrastrutture per l'energia elettrica 188
3.4.2 Infrastruttura di trasmissione dell'energia 189
3.4.3 Integrazione del mercato 192
3.4.4 Povertà energetica 201
3.5 Dimensione della ricerca, dell'innovazione e della competitività 204

SEZIONE B: BASE ANALITICA 210
4 SITUAZIONE ATTUALE E PROIEZIONI CON POLITICHE E MISURE VIGENTI 210
4.1 Evoluzione prevista dei principali fattori esogeni aventi un impatto sugli sviluppi del sistema energetico e delle emissioni di gas a effetto serra 210
4.2 Dimensione della decarbonizzazione 214
4.2.1 Emissioni e assorbimenti di gas a effetto serra 214
4.2.2 Energia rinnovabile 217
4.3 Dimensione dell'efficienza energetica 221
4.4 Dimensione della sicurezza energetica 234
4.5 Dimensione del mercato interno dell'energia 236
4.5.1 Interconnettività elettrica 236
4.5.2 Infrastruttura di trasmissione dell'energia 241
4.5.3 Mercati dell'energia elettrica e del gas, prezzi dell'energia 246
4.6 Dimensione della ricerca, dell'innovazione e della competitività 251
5 VALUTAZIONE DI IMPATTO DELLE POLITICHE E DELLE MISURE PREVISTE 263
5.1 Impatto delle politiche e delle misure previste, di cui alla sezione 3, sul sistema energetico e sulle emissioni e gli assorbimenti di gas a effetto serra, ivi incluso un confronto con le proiezioni con politiche e misure vigenti (di cui alla sezione 4). 263
5.2 Impatto macroeconomico e, nella misura del possibile, sulla salute, l'ambiente, l'occupazione e l'istruzione, sulle competenze e a livello sociale compresi gli aspetti della transizione equa (in termini di costi e benefici nonché di rapporto costi/efficacia) delle politiche e delle misure previste, di cui alla sezione 3, almeno fino all'ultimo anno del periodo contemplato dal piano, incluso un confronto con le proiezioni con politiche e misure vigenti 271
5.3 Quadro delle necessità di investimenti 287
5.4 Impatto delle politiche e delle misure previste di cui alla sezione 3 su altri Stati membri e sulla cooperazione regionale almeno fino all'ultimo anno del periodo contemplato dal piano, incluso un confronto con le proiezioni con politiche e misure vigenti 289

PARTE 1 - QUADRO GENERALE

SEZIONE A: PIANO NAZIONALE

1 SCHEMA GENERALE E PROCESSO DI CREAZIONE DEL PIANO

1.1 Sintesi

i. Contesto politico, economico, ambientale e sociale del piano

Da tempo l'Italia persegue il più ampio ricorso a strumenti che migliorino insieme sicurezza energetica, tutela dell'ambiente e accessibilità dei costi dell'energia, contribuendo agli obiettivi europei in materia di energia e ambiente.

L'Italia è ben consapevole dei potenziali benefici insiti nella vasta diffusione delle rinnovabili e dell'efficienza energetica, connessi alla riduzione delle emissioni inquinanti e climalteranti, al miglioramento della sicurezza energetica e alle opportunità economiche e occupazionali per le famiglie e per il sistema produttivo, e intende proseguire con convinzione su tale strada, con un approccio che metta sempre più al centro il cittadino, anche nella veste di prosumer, e le imprese, in particolare medie e piccole. Questa evoluzione sarà guidata dalla costante attenzione all'efficienza e sarà agevolata dalla riduzione dei costi di alcune tecnologie rinnovabili, tra le quali crescente importanza assumerà il fotovoltaico, in ragione della sua modularità e del fatto che utilizza una fonte ampiamente e diffusamente disponibile.

L'Italia condivide pertanto l'orientamento comunitario teso a rafforzare l'impegno per la decarbonizzazione dell'economia e intende promuovere un Green New Deal, inteso come un patto verde con le imprese e i cittadini, che consideri l'ambiente come motore economico del Paese. L'esplicitazione dei contenuti del Green New Deal si manifesterà in varie forme e direzioni, includendo i provvedimenti di recepimento delle Direttive comunitarie attuative del pacchetto energia e clima, ma anche promuovendo iniziative ulteriori e sinergiche, già a partire dalla Legge 27 dicembre 2019, n.160 (Legge di Bilancio 2020).

Lungo questo percorso strategico condiviso e consolidato si terranno in debita considerazione aspetti di sostenibilità economica e sociale, nonché di compatibilità con altri obiettivi di tutela ambientale. Anche la recente previsione, contenuta nella Legge 12 dicembre 2019, n.141, che ha convertito il Decreto Legge 14 ottobre 2019, n.111, relativa alla trasformazione dell'attuale CIPE in CIPESS (Comitato Interministeriale per lo Sviluppo Sostenibile), segue gli obiettivi tracciati dal Green New Deal, con il dichiarato fine di rafforzare il coordinamento delle politiche pubbliche in vista del perseguimento degli obiettivi in materia di sviluppo sostenibile indicati dalla risoluzione A/70/L.1 adottata dall'Assemblea generale dell'Organizzazione delle Nazioni Unite il 25 settembre 2015.

Riguardo alla sostenibilità economica e sociale della transizione energetica, è da rimarcare come, nell'ultimo decennio, gli oneri per il sostegno alle energie rinnovabili e all'efficienza energetica siano sensibilmente cresciuti: considerando i soli incentivi dell'energia elettrica coperti dalle tariffe, si è passati dai circa 3,5 mld€ del 2009 ai 14,1 mld€ del 2017, poi scesi a 13,3 mld€ nel 2018.

La contestualità della crisi economica con la crescita della spesa per il sostegno alle energie rinnovabili e all'efficienza energetica ha acuito la sensibilità affinché la sostenibilità, anche ambientale, del sistema energetico, sia perseguita con oculatezza e attenzione agli impatti economici sui consumatori, una quota dei quali versa peraltro in condizioni di povertà non solo energetica ed è meritevole di tutela. D'altra parte, il costo dell'energia (gas, carburanti ed elettricità) pagato dalle imprese mostra sovente uno spread positivo rispetto alla media europea (soprattutto per le PMI) e ciò costituisce un ulteriore motivo per un approccio assai attento ai costi della transizione energetica.

In aggiunta, si presterà la dovuta attenzione per assicurare la compatibilità tra gli obiettivi energetici e climatici e gli obiettivi di tutela del paesaggio, di qualità dell'aria e dei corpi idrici, di salvaguardia della biodiversità e di tutela del suolo. Gli interventi necessari per la crescente decarbonizzazione del sistema richiedono impianti e infrastrutture che possono avere impatti ambientali. Se, per un verso, alcuni di tali impatti possono essere attenuati - ad esempio promuovendo la diffusione del fotovoltaico su superfici già costruite o comunque non idonee ad altri usi - per altro verso la stabilità del sistema energetico richiede anche, almeno per il medio termine, una serie di infrastrutture fisiche per la cui realizzazione occorrerà promuovere forme di dialogo e condivisione con i territori.

Il percorso finalizzato a delineare il mix di soluzioni e strumenti maggiormente compatibile con gli obiettivi del Piano energia e clima per il 2030 e con altre esigenze, comprese quelle relative agli impatti ambientali, ha coinvolto vari interlocutori, anche grazie alla consultazione pubblica e alla Valutazione Ambientale Strategica, effettuate sulla proposta di piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima inviato alla Commissione europea alla fine del 2018.

L'ampia adesione di cittadini e imprese agli strumenti di promozione della generazione distribuita e dell'efficienza energetica fanno ritenere che le politiche di sostegno su questi temi potranno continuare, ponendo grande attenzione alla minimizzazione degli oneri. Come detto sopra, dovranno però essere attuate forme di coinvolgimento anche per costruire i grandi impianti (aggiuntivi rispetto a quelli distribuiti, ma comunque necessari) e le altre infrastrutture fisiche, in modo da assicurare una ordinata e tempestiva realizzazione degli interventi, in coerenza con il percorso di raggiungimento degli obiettivi.

L'innovazione delle politiche per la decarbonizzazione del settore energetico, sviluppata con contestuale attenzione agli altri temi su cui sussiste sensibilità di cittadini e imprese, ha un adeguato consenso, come emerge anche dalla consultazione pubblica effettuata. Tale consenso può essere accresciuto da misure di tutela delle fasce più deboli della popolazione e dando ampia attenzione a efficienza energetica e generazione diffusa da fonti rinnovabili con modalità che concorrano a distribuire i vantaggi della transizione energetica ai cittadini consumatori e alle stesse imprese.

ii. Strategia relativa alle cinque dimensioni dell'Unione dell'energia

Il presente piano intende concorrere a un'ampia trasformazione dell'economia, nella quale la decarbonizzazione, l'economia circolare, l'efficienza e l'uso razionale ed equo delle risorse naturali rappresentano insieme obiettivi e strumenti per un'economia più rispettosa delle persone e dell'ambiente, in un quadro di integrazione dei mercati energetici nazionale nel mercato unico e con adeguata attenzione all'accessibilità dei prezzi e alla sicurezza degli approvvigionamenti e delle forniture.

L'Italia, quindi, condivide l'approccio olistico proposto dal Regolamento Governance, che mira a una strategia organica e sinergica sulle cinque dimensione dell'energia.

Gli obiettivi generali perseguiti dall'Italia sono:

a. accelerare il percorso di decarbonizzazione, considerando il 2030 come una tappa intermedia verso una decarbonizzazione profonda del settore energetico entro il 2050 e integrando la variabile ambiente nelle altre politiche pubbliche;
b. mettere il cittadino e le imprese (in particolare piccole e medie) al centro, in modo che siano protagonisti e beneficiari della trasformazione energetica e non solo soggetti finanziatori delle politiche attive; ciò significa promozione dell'autoconsumo e delle comunità dell'energia rinnovabile, ma anche massima regolazione e massima trasparenza del segmento della vendita, in modo che il consumatore possa trarre benefici da un mercato concorrenziale;
c. favorire l'evoluzione del sistema energetico, in particolare nel settore elettrico, da un assetto centralizzato a uno distribuito basato prevalentemente sulle fonti rinnovabili;
d. adottare misure che migliorino la capacità delle stesse rinnovabili di contribuire alla sicurezza e, nel contempo, favorire assetti, infrastrutture e regole di mercato che, a loro volta contribuiscano all'integrazione delle rinnovabili;
e. continuare a garantire adeguati approvvigionamenti delle fonti convenzionali, perseguendo la sicurezza e la continuità della fornitura, con la consapevolezza del progressivo calo di fabbisogno di tali fonti convenzionali, sia per la crescita delle rinnovabili che per l'efficienza energetica;
f. promuovere l'efficienza energetica in tutti i settori, come strumento per la tutela dell'ambiente, il miglioramento della sicurezza energetica e la riduzione della spesa energetica per famiglie e imprese;
g. promuovere l'elettrificazione dei consumi, in particolare nel settore civile e nei trasporti, come strumento per migliorare anche la qualità dell'aria e dell'ambiente;
h. accompagnare l'evoluzione del sistema energetico con attività di ricerca e innovazione che, in coerenza con gli orientamenti europei e con le necessità della decarbonizzazione profonda, sviluppino soluzioni idonee a promuovere la sostenibilità, la sicurezza, la continuità e l'economicità di forniture basate in modo crescente su energia rinnovabile in tutti i settori d'uso e favoriscano il riorientamento del sistema produttivo verso processi e prodotti a basso impatto di emissioni di carbonio che trovino opportunità anche nella domanda indotta da altre misure di sostegno;
i. adottare, anche tenendo conto delle conclusioni del processo di Valutazione Ambientale Strategica e del connesso monitoraggio ambientale, misure e accorgimenti che riducano i potenziali impatti negativi della trasformazione energetica su altri obiettivi parimenti rilevanti, quali la qualità dell'aria e dei corpi idrici, il contenimento del consumo di suolo e la tutela del paesaggio;
j. continuare il processo di integrazione del sistema energetico nazionale in quello dell'Unione.

Il perseguimento di questi obiettivi generali suggerisce l'adozione di politiche e misure orizzontali, aggiuntive alle misure settoriali illustrate nel capitolo 3, le quali, a loro volta, dovranno essere coordinate e strutturate in modo da essere funzionali, oltre che agli obiettivi specifici, anche agli obiettivi generali sopra elencati.

Le misure orizzontali includeranno:

- un'attenta governance del piano che ne consenta l'attuazione coordinata e che garantisca unitarietà di azione, in particolare nei tempi e processi di autorizzazione e realizzazione delle infrastrutture fisiche, nel coordinamento delle attività per la ricerca e l'innovazione e, più in generale, nel monitoraggio degli effetti del piano in termini di riorientamento del sistema produttivo, nonché di costi e benefici. In considerazione della trasversalità del piano, che investe i compiti di molte amministrazioni dello Stato, e dell'assetto delle competenze fissato dalla Costituzione italiana, questa governance comprenderà diversi Ministeri, coinvolgendo, nel rispetto dei relativi ruoli, le Regioni, i Comuni, l'ARERA, con la

possibilità di integrazione con rappresentanti del mondo della ricerca, delle associazioni delle imprese e dei lavoratori. Un importante presupposto per una governance del piano efficace ed efficiente è l'ampia condivisione degli obiettivi e l'attivazione e gestione coordinata di politiche e misure, come anche emerso dalla consultazione. Analoga condivisione sarà perseguita in fase di attuazione operativa degli strumenti di implementazione del Piano;

- la valutazione delle azioni necessarie per una effettiva semplificazione dei procedimenti per la realizzazione degli interventi nei tempi previsti. Questo, unitamente alla stabilità del quadro normativo e regolatorio, compatibilmente con le esigenze di aggiornamento periodico dei percorsi delineati, conseguenti all'evoluzione tecnologica e al monitoraggio di costi e benefici delle singole misure, contribuirà alla regolare progressione verso gli obiettivi;
- l'aggiornamento dei compiti - e, se necessario, la riforma - dei diversi organismi pubblici operanti sui temi energetici e ambientali, in modo che i rispettivi ruoli e attività siano tra loro coordinati e funzionali agli obiettivi del piano e, più in generale, agli obiettivi di decarbonizzazione profonda per il 2050;
- la promozione di attività di ricerca, anche coinvolgendo i gestori delle reti, sulle modalità per sviluppare l'integrazione dei sistemi (elettrico, gas, idrico), esplorando, ad esempio, la possibilità di utilizzare infrastrutture esistenti per l'accumulo dell'energia rinnovabile, anche di lungo periodo, con soluzioni efficaci sotto il profilo costi/benefici economici e ambientali;
- l'integrazione di nuove tecnologie nel sistema energetico, a partire da quelle dell'informazione, per agevolare la generazione distribuita, la sicurezza, la resilienza, l'efficienza energetica, nonché la partecipazione attiva dei consumatori ai mercati energetici;
- la disponibilità a valutare strumenti aggiuntivi, se necessari, quali ad esempio la revisione della fiscalità energetica, diversificata sulla base delle emissioni climalteranti e inquinanti e comunque in linea con gli orientamenti comunitari sul tema, con attenzione alle fasce deboli della popolazione e ai settori produttivi che ancora non disponessero di opzioni alternative ai combustibili e carburanti tradizionali;
- la possibilità di utilizzo dei meccanismi di flessibilità della legislazione europea settoriale.

Per quanto riguarda la strategia relativa a ciascuna delle cinque dimensioni dell'Unione dell'energia, fermi gli obiettivi e le misure illustrate nei pertinenti capitoli, si riportano di seguito alcuni elementi principali.

Dimensione della decarbonizzazione

L'Italia intende accelerare la transizione dai combustibili tradizionali alle fonti rinnovabili, promuovendo il graduale abbandono del carbone per la generazione elettrica a favore di un mix elettrico basato su una quota crescente di rinnovabili e, per la parte residua, sul gas. La concretizzazione di tale transizione esige ed è subordinata alla programmazione e realizzazione degli impianti sostitutivi e delle necessarie infrastrutture.

L'Italia attuerà le politiche e misure necessarie al raggiungimento degli obiettivi di riduzione di gas a effetto serra concordate a livello internazionale ed europeo. Per i settori coperti dal sistema di scambio quote EU ETS - innanzitutto il termoelettrico e l'industria energivora - oltre a un livello dei prezzi della CO_2 più elevato rispetto a quello degli ultimi anni, contribuiranno il phase out dal carbone, programmato entro il 2025, come accennato nei limiti e sempreché siano per tempo realizzati gli impianti sostitutivi e le necessarie infrastrutture, e una significativa accelerazione delle rinnovabili e dell'efficienza energetica nei processi di lavorazione. Il phase out dal carbone potrà essere implementato attraverso, tra l'altro, la realizzazione di unità termoelettriche addizionali alimentate a gas, necessaria anche in considerazione dell'incremento delle quote di rinnovabili

nella generazione elettrica per il mantenimento dell'adeguatezza del sistema; non sono al momento previsti sviluppi infrastrutturali a gas dall'estero ma solo un temporaneo incremento dei consumi di gas.

Per gli altri comparti, interessati dagli obiettivi fissati con il Regolamento Effort Sharing (ESR), saranno promosse misure che tengano conto del potenziale e dei costi della riduzione delle emissioni; il contributo più significativo sarà comunque rappresentato dal settore trasporti e da quello civile (residenziale e terziario), combinando misure per l'efficienza e l'impiego delle rinnovabili. Per i comparti ESR risulta fondamentale il coinvolgimento degli Enti territoriali che hanno diretta competenza sui settori dei trasporti, del residenziale e del terziario.

Riguardo alle rinnovabili, l'Italia ne promuoverà l'ulteriore sviluppo insieme alla tutela e al potenziamento delle produzioni esistenti, se possibile superando l'obiettivo del 30%, che comunque è da assumere come contributo che si fornisce per il raggiungimento dell'obiettivo comunitario. A questo scopo, si utilizzeranno strumenti calibrati sulla base dei settori d'uso, delle tipologie di interventi e della dimensione degli impianti, con un approccio che mira al contenimento del consumo di suolo e dell'impatto paesaggistico e ambientale, comprese le esigenze di qualità dell'aria. Per il settore elettrico, si intende, anche in vista dell'elettrificazione dei consumi, fare ampio uso di superfici edificate o comunque già utilizzate, valorizzando le diverse forme di autoconsumo, anche con generazione e accumuli distribuiti. Si intende, inoltre, promuovere la realizzazione di sistemi, a partire da alcune piccole isole non interconnesse alle reti nazionali, nei quali sia sperimentata una più accelerata decarbonizzazione ed elettrificazione dei consumi con fonti rinnovabili. Nel settore termico avrà grande rilievo il coordinamento con gli strumenti per l'efficienza energetica, in particolare per gli edifici, e la coerenza degli strumenti con gli obiettivi di qualità dell'aria.

Dimensione dell'efficienza energetica

Si intende ricorrere a un mix di strumenti di natura fiscale, economica, regolatoria e programmatica, prevalentemente calibrati per settori di intervento e tipologia dei destinatari.

Si perseguirà, tuttavia, anche l'integrazione dell'efficienza energetica in politiche e misure aventi finalità principali diverse dall'efficienza al fine di ottimizzare il rapporto tra costi e benefici delle azioni. Sotto questo profilo, il grande potenziale di efficienza del settore edilizio potrà essere meglio sfruttato con misure che perseguano, ad esempio, la riqualificazione energetica insieme alla ristrutturazione edilizia, sismica, impiantistica ed estetica di edifici e quartieri, in coerenza con la strategia di riqualificazione del parco immobiliare al 2050. Potrà, quindi, essere debitamente considerato il contributo potenziale alla decarbonizzazione del patrimonio edilizio esistente e di quello comunque non sottoposto a ristrutturazione rilevante che costituisce la gran parte dell'ambiente edificato totale. In tale ambito, in particolare, potranno essere attentamente considerate le tecnologie del solare termico, della pompa di calore elettrica e a gas e della micro e mini-Cogenerazione ad Alto Rendimento, soprattutto se alimentate con gas rinnovabili.

Per i trasporti si attribuisce rilievo prioritario alle politiche per il contenimento del fabbisogno di mobilità e all'incremento della mobilità collettiva, in particolare su rotaia, compreso lo spostamento del trasporto merci da gomma a ferro. Difatti, è necessario integrare le cosiddette misure "improve" (relative all'efficienza e alle emissioni dei veicoli) con gli strumenti finalizzati a ridurre il fabbisogno di mobilità (misure "avoid") e l'efficienza dello spostamento (misure "shift").

Per il residuo fabbisogno di mobilità privata e merci, si intende promuovere l'uso dei carburanti alternativi e in particolare il vettore elettrico, accrescendo la quota di rinnovabili attraverso strumenti economici e di natura regolatoria, coordinati con le autonomie locali.

Insieme agli strumenti ordinari, potranno essere utilizzate risorse del ciclo di programmazione comunitario 2021-27 per lo sviluppo e la coesione. A riguardo, nell'ambito del confronto

partenariale, che coinvolge tra gli altri le Regioni, è stato proposto uno specifico programma nazionale sull'energia che, assunto come riferimento il PNIEC, punta al sostegno di interventi finalizzati ad ammodernare ed efficientare gli edifici e a realizzare talune infrastrutture, comprese alcune per la mobilità sostenibile. Il programma nazionale, ove approvato, sarà coordinato con i programmi a gestione regionale.

Dimensione della sicurezza energetica

Per la sicurezza dell'approvvigionamento si intende perseguire, da un lato, la riduzione della dipendenza dalle importazioni mediante l'incremento delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica e, dall'altro, la diversificazione delle fonti di approvvigionamento (ad esempio facendo ricorso al gas naturale anche tramite GNL, con infrastrutture coerenti con lo scenario di decarbonizzazione profonda al 2050).

Quanto a sicurezza e flessibilità del sistema elettrico, ferma la promozione di un'ampia partecipazione di tutte le risorse disponibili - compresi gli accumuli, le rinnovabili e la domanda - occorrerà tener conto della trasformazione del sistema indotta dal crescente ruolo delle rinnovabili e della generazione distribuita, sperimentando nuove architetture e modalità gestionali, anche con ruolo attivo del TSO. Parimenti, occorre considerare l'ineludibile necessità dei sistemi di accumulo, a evitare l'overgeneration da impianti di produzione elettrica da fonti rinnovabili: a evidenza di tale necessità, si rimarca che le stime di potenza di soli eolico e fotovoltaico necessaria per gli obiettivi rinnovabili 2030 sono dello stesso ordine del picco annuo di potenza richiesta sulla rete.

Inoltre, per perseguire obiettivi di sicurezza e flessibilità si intende esplorare la possibilità di una crescente integrazione delle infrastrutture delle reti elettriche e a gas. In tale ambito sarà rilevante esplorare costi e benefici di soluzioni tecnologiche power to gas, che, specialmente nel lungo periodo consentano di assorbire eventuali asimmetrie tra la produzione elettrica rinnovabile, specialmente per alti livelli di penetrazione fotovoltaica, e la domanda di energia. Un contributo potrebbe essere fornito dall'idrogeno, anche per i consumi non elettrici.

Grande attenzione sarà prestata alla resilienza dei sistemi, in particolare delle reti di trasmissione e distribuzione, con interventi di carattere preventivo, commisurati alla prevedibile intensificazione di fenomeni e sollecitazioni intense e di regole gestionali che consentano ai sistemi il ripristino del funzionamento in tempi rapidi.

Inoltre, entro il 2020 sarà adottato il Piano per la transizione energetica sostenibile delle aree idonee (PITESAI), documento che consentirà di delineare un quadro di riferimento delle aree rispetto alle quali pianificare lo svolgimento delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi sul territorio nazionale, volto a valorizzare la sostenibilità ambientale, sociale ed economica delle stesse. In tal senso, gli esiti delle analisi del PITESAI potrebbero modificare il contesto produttivo nazionale.

I consumi e le fonti di approvvigionamento verranno monitorati al fine di garantire il rispetto del Regolamento di sicurezza n. 1938/2017 riguardo al piano di azione preventiva e ai piani di emergenza.

Dimensione del mercato interno

Si ritiene un vantaggio per l'intera Unione un maggior grado di integrazione dei mercati, e dunque si potenzieranno le interconnessioni elettriche e il market coupling con gli altri Stati membri, ma si studieranno e svilupperanno anche, vista la posizione geografica dell'Italia, interconnessioni con paesi terzi, con lo scopo di favorire scambi efficienti.

Riguardo alle infrastrutture di trasmissione, i riferimenti sono i Piani di sviluppo di Terna, che andranno revisionati con lo scopo di introdurre gli ulteriori interventi, compresi i sistemi di accumulo centralizzati, necessari per garantire l'integrazione in sicurezza delle fonti rinnovabili e la riduzione dell'overgeneration, da realizzare in modo conforme a quanto previsto dalla più recente disciplina comunitaria.

Si è comunque persuasi che nel lungo periodo il mercato elettrico debba evolvere verso forme di contrattazione diverse, in quanto le fonti rinnovabili, sulle quali si dovrà necessariamente puntare per incrementarne gli apporti, hanno un costo prevalente di investimento e, conseguentemente, consentono a questi produttori di offrire con dinamiche diverse dagli impianti a gas che invece scontano anche il costo variabile del combustibile. Ciò comporta l'esigenza di integrare e poi adeguare la disciplina del mercato, per creare un contesto di corretto confronto delle offerte ed evitare effetti negativi sull'adeguatezza del sistema, con riverberi anche sul mercato del gas.

Le esigenze di flessibilità potranno beneficiare anche della integrazione tra sistemi (elettrico, idrico e gas in particolare), da avviare in via sperimentale, anche con lo scopo di studiare le più efficienti modalità per l'accumulo di lungo termine di energia rinnovabile. Potranno essere analizzate le opportune modifiche al mercato e al regime regolatorio per favorire l'integrazione elettrico-gas delle tecnologie che convertono l'energia elettrica in un gas da immettere in rete, in coerenza con quanto previsto per gli accumuli da Direttiva e Regolamento del mercato elettrico, recentemente approvate in ambito comunitario, particolarmente tenendo conto dello sviluppo dei sistemi di accumulo anche grazie alle tecnologie che operano una conversione da una forma di energia all'altra e della necessità di sviluppare accumuli stagionali e di lungo termine.

La riduzione attesa dei costi della tecnologia dell'elettrolisi consentirà infatti di disporre di idrogeno rinnovabile per la decarbonizzazione dei settori industriali ad alta intensità energetica e dei trasporti commerciali a lungo raggio.

Riguardo alla povertà energetica, a integrazione delle misure nel seguito descritte, sono stati avviati approfondimenti per introdurre interventi di efficienza e di installazione di impianti a fonti rinnovabili in autoconsumo.

Dimensione della ricerca, innovazione e competitività

Tre sono i criteri fondamentali che ispireranno l'azione su ricerca e innovazione nel settore energetico:

a. la finalizzazione delle risorse e delle attività allo sviluppo di processi, prodotti e conoscenze che abbiano uno sbocco nei mercati aperti dalle misure di sostegno all'utilizzo delle tecnologie per le rinnovabili, l'efficienza energetica e le reti;
b. l'integrazione sinergica tra sistemi e tecnologie;
c. vedere il 2030 come una tappa del percorso di decarbonizzazione profonda, su cui l'Italia è impegnata coerentemente alla Strategia di lungo termine al 2050, nella quale si ipotizzano ambiziosi scenari di riduzione delle emissioni fino alla neutralità climatica, in linea con gli orientamenti comunitari.

Parimenti, le misure di sostegno all'innovazione dei settori diversi da quello energetico saranno orientate, nell'ottica del Green New Deal, in modo da favorire l'ammodernamento del sistema produttivo in coerenza con lo scenario energetico e ambientale di medio e lungo termine.

Riguardo alla competitività, la strategia di cui ai punti precedenti dovrà essere associata, oltre che all'integrazione nel mercato unico, anche a un'attenta regolazione dei mercati energetici, in modo che i consumatori e le imprese beneficino dei positivi effetti di una trasparente competizione, e a un oculato ricorso ai meccanismi di sostegno dai quali possano conseguire oneri gravanti sulla collettività.

iii. Tabella riassuntiva con gli obiettivi, le politiche e le misure principali del piano

Per supportare e fornire una robusta base analitica al Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) sono stati realizzati:

- uno scenario BASE che descrive una evoluzione del sistema energetico con politiche e misure correnti;
- uno scenario PNIEC che quantifica gli obiettivi strategici del piano.

Nelle tabelle seguenti sono illustrati i principali obiettivi del piano al 2030 su rinnovabili, efficienza energetica ed emissioni di gas serra e le principali misure previste per il raggiungimento degli obiettivi del Piano.

Tabella 1 - Principali obiettivi su energia e clima dell'UE e dell'Italia al 2020 e al 2030

	Obiettivi 2020		**Obiettivi 2030**	
	UE	**ITALIA**	**UE**	**ITALIA** (PNIEC)
Energie rinnovabili (FER)				
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia	20%	17%	32%	30%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti	10%	10%	14%	22%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi per riscaldamento e raffrescamento			+1,3% annuo (indicativo)	+1,3% annuo (indicativo)
Efficienza energetica				
Riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007	-20%	-24%	-32,5% (indicativo)	-43% (indicativo)
Risparmi consumi finali tramite regimi obbligatori efficienza energetica	-1,5% annuo (senza trasp.)	-1,5% annuo (senza trasp.)	-0,8% annuo (con trasporti)	-0,8% annuo (con trasporti)
Emissioni gas serra				
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti gli impianti vincolati dalla normativa ETS	-21%		-43%	
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti i settori non ETS	-10%	-13%	-30%	-33%
Riduzione complessiva dei gas a effetto serra rispetto ai livelli del 1990	-20%		-40%	
Interconnettività elettrica				
Livello di interconnettività elettrica	10%	8%	15%	10%[1]
Capacità di interconnessione elettrica (MW)		9.285		14.375

[1] Il livello di interconnettività elettrico da raggiungere si ritiene molto ambizioso, nonostante sia inferiore all'obiettivo complessivo europeo, a causa dell'imponente capacità di impianti FER elettriche non programmabili, fonti caratterizzate da una producibilità comparativamente ridotta rispetto ad altre tecnologie, che l'Italia intende installare entro il 2030. Inoltre, le caratteristiche geomorfologiche del Paese rendono più oneroso che altrove l'investimento in nuove interconnessioni elettriche che devono attraversare la catena montuosa alpina o essere installate in mare.

Tabella 2 - Principali misure previste per il raggiungimento degli obiettivi del PNIEC

			Ambiti di scenario al 2030 a cui si fornisce un contributo quantitativo		
Ambito	**Nome sintetico della misura**	**Tipo di strumento**	**Fonti Rinnovabili**	**Efficienza Energetica**	**Emissioni gas serra**
Emissioni	Codice dell'Ambiente	Regolatorio			GHG ETS: -43%; GHG noETS: -33%
	Codice nazionale indicativo di buone pratiche agricole per il controllo delle emissioni di ammoniaca	Programmatico			GHG noETS: -33%
	Divieto progressivo di circolazione per autovetture più inquinanti	Regolatorio			GHG noETS: -33%
	European Union Emissions Trading Scheme (EU ETS)	Regolatorio			GHG ETS: -43%;
	Legge 12 dicembre 2019, n.141, conversione del Decreto Legge 14 ottobre 2019, n.111 (D.L. Clima)	Regolatorio			GHG noETS: -33%
	Fondo per la transizione energetica del settore industriale	Regolatorio			GHG ETS: -43%;
	Miglioramento della gestione dei rifiuti	Regolatorio			GHG noETS: -33%
	Misure per il miglioramento della qualità dell'aria nel bacino padano	Regolatorio			GHG noETS: -33%
	Phase down degli idrofluorocarburi (HFC)	Regolatorio			GHG noETS: -33%
	Politica Agricola Comune (PAC) e Piani di Sviluppo Rurale (PSR) - Periodo 2014 - 2020	Economico			GHG noETS: -33%
	Politica Agricola Comune (PAC) e Piani di Sviluppo Rurale (PSR) - Periodo 2021 - 2027	Economico			GHG noETS: -33%
	Rapporto Annuale sulle Foreste italiane (RAF)	Programmatico			GHG noETS: -33%
	Piano d'azione per il miglioramento della qualità dell'aria	Regolatorio			
	Riduzione degli inquinanti atmosferici - Recepimento Direttiva (UE) 2016/2284	Regolatorio			
	Uso del suolo, cambiamento di uso del suolo e silvicoltura - Regolamento LULUCF	Programmatico			GHG noETS: -33%

	Disciplina dei requisiti, delle procedure e delle competenze per il rilascio di una certificazione dei generatori di calore alimentati a biomasse combustibili solide	Regolatorio		GHG noETS: -33%
FER elettriche	Esenzione oneri autoconsumo per piccoli impianti	Regolatorio	FER tot : 30%; FER-E : 55%	GHG noETS: -33%
	Promozione dei PPA per grandi impianti a fonte rinnovabile	Regolatorio	FER tot : 30%; FER-E : 55%	GHG ETS: -43%; GHG noETS: -33%
	Incentivazione dei grandi impianti a fonte rinnovabile mediante procedure competitive per le tecnologie più mature (FER-1)	Economico	FER tot : 30%; FER-E : 55%	GHG ETS: -43%; GHG noETS: -33%
	Supporto a grandi impianti da fonte rinnovabile con tecnologie innovative e lontane dalla competitività (FER-2)	Economico	FER tot : 30%; FER-E : 55%	GHG ETS: -43%; GHG noETS: -33%
	Aggregazione di piccoli impianti per l'accesso all'incentivazione	Regolatorio	FER tot : 30%; FER-E : 55%	
	Concertazione con enti territoriali per l'individuazione di aree idonee	Regolatorio	FER tot : 30%; FER-E : 55%	
	Semplificazione di autorizzazioni e procedure per il revamping/repowering e riconversioni di impianti esistenti	Regolatorio	FER tot : 30%; FER-E : 55%	
	Promozione di azioni per l'ottimizzazione della produzione degli impianti esistenti	Informazione	FER tot : 30%; FER-E : 55%	
	Supporto all'installazione di sistemi di accumulo distribuito	Economico	FER tot : 30%; FER-E : 55%	
	Semplificazione delle autorizzazioni per autoconsumatori e comunità a energia rinnovabile	Regolatorio	FER tot : 30%; FER-E : 55%	GHG noETS: -33%
	Revisione della normativa per l'assegnazione delle concessioni idroelettriche	Regolatorio	FER tot : 30%; FER-E : 55%	
FER elettriche e FER termiche	Estensione e perfezionamento dell'obbligo di integrazione delle rinnovabili negli edifici esistenti	Regolatorio	FER tot: 30%; FER-E: 55%; FER-H: 33,9%	GHG noETS: -33%
	Perfezionamento dell'obbligo di integrazione delle rinnovabili negli edifici nuovi	Regolatorio	FER tot: 30%; FER-E: 55%; FER-H: 33,9%	GHG noETS: -33%

	Detrazione fiscale per riqualificazioni energetiche e ristrutturazioni edilizie	Fiscale	FER tot: 30%; FER-E: 55%; FER-H: 33,9%	EE cons. prim. -43%; EE cons.fin. -0,8%/y	GHG noETS: -33%
	Incentivi per la promozione delle rinnovabili elettriche e termiche nelle isole minori	Economico	FER tot: 30%; FER-E: 55%; FER-H: 33,9%		
FER termiche Efficienza	Certificati Bianchi	Economico	FER tot: 30%; FER-H: 33,9%	EE cons. prim. -43%; EE cons.fin. -0,8%/y	GHG ETS: -43%; GHG noETS: -33%
	Conto Termico	Economico	FER tot: 30%; FER-H: 33,9%	EE cons. prim. -43%; EE cons.fin. -0,8%/y	GHG noETS: -33%
	Contributi ai comuni per investimenti nel campo dell'efficientamento energetico e dello sviluppo territoriale sostenibile	Economico	FER tot: 30%; FER-H: 33,9%	EE cons. prim. -43%; EE cons.fin. -0,8%/y	GHG noETS: -33%
FER trasporti	Incentivi al biometano e altri biocarburanti avanzati	Economico	FER tot: 30%; FER-T: 22%		GHG noETS: -33%
	Obbligo biocarburanti e altre FER in recepimento della RED II	Regolatorio	FER tot: 30%; FER-T: 22%		GHG noETS: -33%
	Riduzione emissioni GHG dei carburanti del 6% al 2020	Regolatorio	FER tot: 30%; FER-T: 22%		GHG noETS: -33%
	Certificazione della sostenibilità dei biocarburanti	Regolatorio	FER tot: 30%; FER-T: 22%		GHG noETS: -33%
Efficienza trasporti	Piano Nazionale Infrastrutturale per la Ricarica dei veicoli alimentati a energia Elettrica - PNIRE	Programmatico	FER tot: 30%; FER-T: 22%	EE cons. prim. -43%; EE cons.fin. -0,8%/y	GHG noETS: -33%
	Potenziamento infrastrutture (trasporto ferroviario regionale)	Programmatico		EE cons. prim. -43%; EE cons.fin. -0,8%/y	GHG noETS: -33%
	Potenziamento infrastrutture (sistemi di trasporto rapido di massa)	Economico		EE cons. prim. -43%; EE cons.fin. -0,8%/y	GHG noETS: -33%
	Piani Urbani per la Mobilità Sostenibile - PUMS	Programmatico		EE cons. prim. -43%; EE cons.fin. -0,8%/y	GHG noETS: -33%
	Rinnovo veicoli pubblici per trasporto persone (rinnovo del parco adibito al trasporto pubblico locale)	Economico		EE cons. prim. -43%; EE cons.fin. -0,8%/y	GHG noETS: -33%
	Rinnovo veicoli pubblici per trasporto persone (rinnovo convogli ferroviari)	Economico		EE cons. prim. -43%; EE cons.fin. -0,8%/y	GHG noETS: -33%

	Rinnovo veicoli pubblici per il trasporto persone (obbligo di acquisto di veicoli a combustibili alternativi per la PA)	Regolatorio	EE cons. prim. -43%; EE cons.fin. -0,8%/y	GHG noETS: -33%
	Rinnovo veicoli privati per trasporto persone (misure regolatorie)	Regolatorio	EE cons. prim. -43%; EE cons.fin. -0,8%/y	GHG noETS: -33%
	Rinnovo veicoli privati per il trasporto persone (punti di rifornimento di combustibili alternativi - DAFI)	Programmatico	EE cons. prim. -43%; EE cons.fin. -0,8%/y	GHG noETS: -33%
	Rinnovo veicoli privati per trasporto persone (incentivi all'acquisto di veicoli più efficienti e a minori emissioni climalteranti)	Economico	EE cons. prim. -43%; EE cons.fin. -0,8%/y	GHG noETS: -33%
	Shift modale nell'ambito del trasporto delle persone (misure per il mobility management)	Programmatico	EE cons. prim. -43%; EE cons.fin. -0,8%/y	GHG noETS: -33%
	Shift modale nell'ambito del trasporto delle merci	Programmatico	EE cons. prim. -43%; EE cons.fin. -0,8%/y	GHG noETS: -33%
	Shift modale nell'ambito del trasporto delle merci (Marebonus)	Economico	EE cons. prim. -43%; EE cons.fin. -0,8%/y	GHG noETS: -33%
	Shift modale nell'ambito del trasporto delle merci (Ferrobonus)	Economico	EE cons. prim. -43%; EE cons.fin. -0,8%/y	GHG noETS: -33%
	Rinnovo veicoli per trasporto merci	Programmatico	EE cons. prim. -43%; EE cons.fin. -0,8%/y	GHG noETS: -33%
Efficienza settori diversi dai trasporti	Audit energetici nelle imprese	Regolatorio	EE cons. prim. -43%; EE cons.fin. -0,8%/y	GHG ETS: -43%; GHG noETS: -33%
	Fondo Nazionale per l'Efficienza Energetica	Economico	EE cons. prim. -43%; EE cons.fin. -0,8%/y	GHG noETS: -33%
	Obbligo di efficientamento delle reti di illuminazione pubblica	Regolatorio	EE cons. prim. -43%; EE cons.fin. -0,8%/y	GHG noETS: -33%
	Piano Nazionale Impresa 4.0	Fiscale	EE cons. prim. -43%; EE cons.fin. -0,8%/y	GHG ETS: -43%; GHG noETS: -33%
	Rafforzamento delle misure finalizzate al cambiamento comportamentale dei consumatori	Programmatico	EE cons. prim. -43%; EE cons.fin. -0,8%/y	GHG noETS: -33%

	Programmi d'informazione e formazione dei consumatori - PIF	Formazione - Informazione	EE cons. prim. -43%; EE cons.fin. -0,8%/y	GHG noETS: -33%
	Detrazione fiscale per le riqualificazioni energetiche e le ristrutturazioni edilizie	Fiscale	EE cons. prim. -43%; EE cons.fin. -0,8%/y	GHG noETS: -33%
	Programma di riqualificazione energetica della Pubblica Amministrazione centrale PREPAC	Economico	EE cons. prim. -43%; EE cons.fin. -0,8%/y	GHG noETS: -33%
Sicurezza elettrica	Adeguamento della disciplina riguardante le autorizzazioni degli impianti termoelettrici	Programmatico		
	Aggiornamento del Piano di Emergenza per la Sicurezza del Sistema Elettrico (PESSE)	Regolatorio		
	Cybersecurity	Programmatico		
	Mercato della capacità	Regolatorio		
	Piani di difesa della rete di trasmissione e adozione di misure di continuo adeguamento tecnologico	Programmatico		
	Piani per la resilienza della rete a eventi meteo estremi	Programmatico		
Sicurezza gas	Aggiornamento del Piano di Emergenza del sistema italiano del gas naturale in modo coordinato con i Piani di Emergenza degli altri Paesi connessi negli stessi corridoi di approvvigionamento del reg. 1938/2017	Regolatorio		
	Coordinamento dei piani decennali di sviluppo della rete nazionale italiana gasdotti con i piani degli altri TSO europei e studi sul possibile utilizzo dell'infrastruttura gas anche in miscela con idrogeno	Programmatico		
	Cybersecurity	Programmatico		
	Diversificazione fonti di approvvigionamento anche tramite GNL	Programmatico		
	Revisione del Piano di Azione Preventiva del sistema italiano del gas naturale in funzione del	Regolatorio		

	nuovo Regolamento di sicurezza n.1938/2017		
	Organizzazione delle misure di solidarietà tra Stati membri	Programmatico	
Mercato elettrico	Adeguamento misura a favore delle imprese energivore	Regolatorio	
	Aggiornamento del modello di dispacciamento e ruolo dei DSO	Regolatorio	
	Completamento della liberalizzazione dei mercati al dettaglio	Regolatorio	
	Diffusione della tecnologia di integrazione tra veicoli e rete elettrica: vehicle to grid	Programmatico	
	Potenziamento di sistemi di accumuli concentrati	Programmatico	
	Riorganizzazione e razionalizzazione delle configurazioni con autoconsumo	Programmatico	FER tot: 30%; FER-E: 55%
	Superamento PUN (Prezzo Unico Nazionale energia elettrica)	Programmatico	
	Sviluppo del continuous trading nel mercato intraday	Regolatorio	
	Sviluppo del market coupling	Programmatico	
	Sviluppo delle energy communities	Programmatico	FER tot: 30%; FER-E: 55%
	Sviluppo di sistemi di accumulo distribuiti	Programmatico	
	Sviluppo di sistemi di accumulo funzionali alla gestione in sicurezza ed efficienza della RTN	Programmatico	
	Potenziamento interconnessioni elettriche con l'estero	Programmatico	
	Sviluppo della rete interna	Programmatico	
	Aggregazione di impianti di generazione, anche insieme a sistemi di stoccaggio, e di unità di consumo per l'accesso ai mercati dei servizi	Regolatorio	FER tot: 30%; FER-E: 55%
Mercato elettrico e gas	Potenziamento del bonus elettrico e gas e automatismo per l'accesso alla misura	Regolatorio	

Mercato gas	Introduzione aree SECA nei mari italiani, in coordinamento con Paesi transfrontalieri	Regolatorio
	Riduzione dello spread tra prezzi gas al PSV e prezzi hub nordeuropei	Programmatico
	Stabilizzazione fiscale per GNL nei trasporti	Fiscale
	Liberalizzazione mercati al dettaglio	Regolatorio
	Sviluppo dell'utilizzo del biometano nei settori diversi dal trasporto (istituzione sportello unico, misure di semplificazione)	Programmatico
	Sviluppo GNL nei trasporti marittimi e stradali pesanti	Programmatico
Ricerca, innovazione e competitività	Accordi per l'innovazione	Ricerca
	Cluster Energia	Ricerca
	Fondo di garanzia	Economico
	Fondo per la Ricerca di sistema elettrico	Regolatorio
	Aumento fondi pubblici per ricerca per iniziativa Mission Innovation	Economico
	Iper e super-ammortamento	Fiscale
	Credito d'imposta per la ricerca	Fiscale
	Accordo di cooperazione per biocarburanti in aviazione	Programmatico
	Progetto di ricerca ENAC per la produzione di carburante alternativo	Ricerca
	Agevolazione per Beni strumentali ("Nuova Sabatini")	Economico
	Fondo per l'Innovazione	Economico

1.2 Panoramica della situazione politica attuale

i. Sistema energetico nazionale e dell'Unione e contesto delle politiche del piano nazionale

Fin dalla sottoscrizione del **Protocollo di Kyoto**, l'Unione europea e i suoi Stati membri si sono impegnati in un percorso finalizzato alla lotta ai cambiamenti climatici attraverso l'adozione di politiche e misure comunitarie e nazionali di decarbonizzazione dell'economia.

Percorso confermato durante la XXI Conferenza delle Parti della Convenzione Quadro per la lotta contro i cambiamenti climatici, svoltasi a Parigi nel 2015, che con decisione 1/CP21 ha adottato l'**Accordo di Parigi**. L'Accordo stabilisce la necessità del contenimento dell'aumento della temperatura media globale ben al di sotto dei 2°C e il perseguimento degli sforzi di limitare l'aumento a 1.5°C, rispetto ai livelli preindustriali.

L'Italia ha firmato l'accordo il 22 aprile 2016 e lo ha ratificato l'11 novembre 2016. L'Accordo, che è entrato in vigore il 4 Novembre 2016, è stato ratificato, alla data di stesura del presente documento, da 184 delle 197 Parti della Convenzione Quadro.

A livello comunitario, con il Consiglio europeo di marzo 2007 per la prima volta è stato previsto un approccio integrato tra politiche energetiche e per la lotta ai cambiamenti climatici, con il **Pacchetto Clima-Energia 2020.**

Gli obiettivi del Pacchetto, alcuni dei quali vincolanti, sono stati recepiti nelle legislazioni nazionali degli Stati membri a partire dal 2009. Tra gli obiettivi vincolanti, l'Italia ha un target di riduzione delle emissioni di gas serra per i settori non regolati dalla Direttiva ETS del 13% entro il 2020 rispetto ai livelli del 2005. Per quanto riguarda la promozione delle fonti di energia rinnovabile l'Italia ha l'obiettivo di raggiungere nel 2020 una quota pari al 17% di energia da rinnovabili nei Consumi Finali Lordi di energia e un sotto-obiettivo pari al 10% di energia da rinnovabili nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti.

Nel 2017 i Consumi Finali Lordi complessivi di energia (ovvero la grandezza introdotta dalla Direttiva 2009/28/CE ai fini del monitoraggio dei target UE sulle FER) in Italia si sono attestati intorno a 120 Mtep e quelli di energia da FER intorno a 22 Mtep: la quota dei consumi coperta da FER si attesta dunque al 18,3%, valore superiore al target assegnato all'Italia dalla Direttiva 2009/28/CE per il 2020.

Per quanto riguarda il settore elettrico, nel 2017 il 35% circa della produzione lorda nazionale proviene da FER; la fonte rinnovabile che nel 2017 ha fornito il contributo più importante alla produzione elettrica effettiva è quella idraulica (35% della produzione elettrica complessiva da FER), seguita dalla fonte solare (23%), dalle bioenergie (19%), dalla fonte eolica (17%) e da quella geotermica (6%).

Nel settore termico proviene da fonti rinnovabili poco meno del 20% dei consumi energetici complessivi. In particolare, nel 2017 sono stati consumati circa 11,2 Mtep di energia da FER, di cui circa 10,3 Mtep in modo diretto (attraverso caldaie individuali, stufe, camini, pannelli solari, pompe di calore, impianti di sfruttamento del calore geotermico) e circa 0,9 Mtep sotto forma di consumi di calore derivato (ad esempio attraverso sistemi di teleriscaldamento alimentati da biomasse). La fonte rinnovabile più utilizzata nel 2017 per i consumi termici è la biomassa solida (circa 7,9 Mtep), utilizzata soprattutto nel settore domestico in forma di legna da ardere e pellet. Assumono grande rilievo anche le pompe di calore (2,65 Mtep), mentre sono ancora limitati i contributi dei bioliquidi, del biogas, della fonte geotermica e di quella solare.

Per quanto riguarda il settore trasporti, nel 2017 sono stati immessi in consumo circa 1,2 mln di tonnellate di biocarburanti (contenuto energetico pari a 1,06 Mtep), in larga parte costituiti da biodiesel.

Si conferma il buon livello di efficienza energetica del nostro Paese: nel 2016 l'indice ODEX per l'intera economia italiana, pari a 92,7, ha confermato i miglioramenti registrati a partire dall'anno 2005 (anno di riferimento 2000 posto pari a 100).

I consumi finali di energia (esclusi gli usi non energetici) nel 2016 sono stati pari a 115,9 Mtep (fonte bilanci energetici Eurostat), in lieve diminuzione rispetto al 2015 (-0,3%). Il settore trasporti ha ribadito il calo degli ultimi anni, assestandosi su un consumo di 39,1 Mtep (-1,1%); il consumo del settore residenziale è stato pari a 32,2 Mtep (-1,0% rispetto al 2015). In controtendenza, invece, i settori servizi e industria, che hanno registrato incrementi dei consumi pari rispettivamente a +0,3% e +1,4%, determinati principalmente dalla dinamica dell'attività economica.

Nel 2016 l'intensità energetica primaria dell'Italia è stata pari a 107,8 tep/mln€2005; il calo rispetto al 2015 (-1,8%) è determinato dalla riduzione dei consumi primari a fronte della crescita del PIL; in generale, nel 2016 l'Italia ha mostrato una riduzione dell'intensità energetica tra le più importanti dell'Unione europea.

La progressiva incidenza delle FER e la riduzione dell'intensità energetica hanno contribuito, negli ultimi anni, alla riduzione della dipendenza del nostro Paese dalle fonti di approvvigionamento estere; la quota di fabbisogno energetico nazionale soddisfatta da importazioni nette rimane elevata (pari al 77,7%) ma più bassa di circa 5 punti percentuali rispetto al 2010.

Nel 2017 riprende a crescere, dopo un decennio di riduzione quasi continua, la domanda di energia primaria (+1,5% rispetto al 2016); questa è soddisfatta sempre meno dal petrolio (che comunque rappresenta un terzo del totale), dai combustibili solidi (al 6,1%) e dall'energia elettrica importata (al 4,9%). Cresce invece il contributo del gas (al 36,2%) e si conferma quello delle fonti rinnovabili (pari a poco meno di un quinto).

Il cammino dell'Italia verso la sostenibilità oltre il 2020 seguirà il solco tracciato dalla **Strategia per un'Unione dell'energia** - basata sulle cinque dimensioni: decarbonizzazione (incluse le rinnovabili), efficienza energetica, sicurezza energetica, mercato dell'energia completamente integrato, ricerca, innovazione e competitività - e dal nuovo **Quadro per l'energia e il clima 2030** approvato dal Consiglio europeo nelle conclusioni del 23 e 24 ottobre 2014 e successivi provvedimenti attuativi.

Alla luce del contesto, in vista del 2030 e della roadmap al 2050, l'Italia sta compiendo uno sforzo per dotarsi di strumenti di pianificazione finalizzati all'identificazione di obiettivi, politiche e misure coerenti con il quadro europeo e funzionali a migliorare la sostenibilità ambientale, la sicurezza e l'accessibilità dei costi dell'energia.

Con Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico e del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, il 10 novembre 2017 è stata adottata la nuova **Strategia Energetica Nazionale** (SEN), che, come dichiarato dai Ministri che l'hanno approvata, costitutiva non un punto di arrivo, ma un punto di partenza per la preparazione del Piano integrato per l'energia e il clima (PNIEC), utile per l'istruttoria tecnica di base e per la consultazione svolta.

Oltre alla Strategia Energetica Nazionale, vari sono i documenti di rilievo che disegnano a livello nazionale un contesto favorevole all'adozione del PNIEC: di seguito se ne citano alcuni.

L'adozione nel 2013 della "**Strategia europea di Adattamento al Cambiamento Climatico"** ha dato l'impulso ai Paesi europei a dotarsi di una Strategia nazionale in materia. Con Decreto del Ministero dell'Ambiente del 16 giugno 2015 è stata del approvata la **Strategia Nazionale di Adattamento ai Cambiamenti Climatici** con l'obiettivo di definire come affrontare gli impatti dei cambiamenti climatici, comprese le variazioni climatiche e gli eventi meteo-climatici estremi e individuare un set di azioni e indirizzi finalizzati a: ridurre al minimo i rischi derivanti dai cambiamenti climatici, proteggere la salute e il benessere e i beni della popolazione, preservare il patrimonio naturale, mantenere o migliorare la capacità di adattamento dei sistemi naturali, sociali ed economici.

Il 7 dicembre 2017 è stato approvato il documento "**Verso un modello di economia circolare per l'Italia - Documento di inquadramento e posizionamento strategico"** elaborato dal Ministero dello Sviluppo Economico e dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare. Il documento ha l'obiettivo di fornire un inquadramento generale dell'economia circolare nonché di definire il posizionamento strategico dell'Italia sul tema, in continuità con gli impegni adottati nell'ambito dell'Accordo di Parigi sui cambiamenti climatici, dell'Agenda 2030 delle Nazioni Unite sullo Sviluppo Sostenibile e in sede G7: il tutto per delineare un quadro per passare dall'attuale modello di economia lineare a quello circolare, con un ripensamento delle strategie e dei modelli di mercato, anche per salvaguardare la competitività dei settori industriali e il patrimonio delle risorse naturali.

La **Strategia Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile (SNSvS)**, approvata dal CIPE il 22 dicembre 2017, disegna una visione di futuro e di sviluppo incentrata sulla sostenibilità, quale valore condiviso e imprescindibile per affrontare le sfide globali del nostro paese. La Strategia rappresenta il primo passo per declinare a livello nazionale i principi e gli obiettivi dell'Agenda 2030 per lo Sviluppo Sostenibile, assumendone i 4 principi guida: integrazione, universalità, trasformazione e inclusione. La SNSvS è strutturata in cinque aree, corrispondenti alle cosiddette "5P" dello sviluppo sostenibile proposte dall'Agenda 2030: Persone, Pianeta, Prosperità, Pace e Partnership. Una sesta area è dedicata ai cosiddetti vettori per la sostenibilità, da considerarsi come elementi essenziali per il raggiungimento degli obiettivi strategici nazionali. Il documento propone in modo sintetico una visione per un nuovo modello economico circolare, a basse emissioni di CO_2, resiliente ai cambiamenti climatici e agli altri cambiamenti globali causa di crisi locali come, ad esempio, la perdita di biodiversità, la modificazione dei cicli biogeochimici fondamentali (carbonio, azoto, fosforo) e i cambiamenti nell'utilizzo del suolo.

Il documento **"Elementi per una Roadmap della Mobilità Sostenibile",** elaborato nel 2017 con contributi del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, enti di ricerca, operatori economici del settore e associazioni di consumatori e di categoria, fornisce il contesto attuale della mobilità in Italia e degli impatti ambientali nonché un approfondimento delle opportunità offerte dall'evoluzione tecnologica dei mezzi di trasporto. Secondo questo documento, la costruzione in Italia di una filiera industriale dei veicoli improntata sulle tecnologie innovative rappresenta un tassello indispensabile per sviluppare una vasta infrastruttura per i carburanti alternativi. La Roadmap evidenzia inoltre il ruolo delle misure di sostegno, tra le quali notevole rilievo viene attribuito alle politiche locali a favore della mobilità sostenibile. È nelle città, infatti, che si concentrano le criticità del congestionamento del traffico, delle emissioni inquinanti e della sicurezza stradale. È pertanto nelle città che deve essere stimolato il cambiamento culturale verso l'utilizzo della bicicletta, del trasporto pubblico e dello shift modale, della mobilità elettrica e condivisa e dei veicoli alimentati con carburanti alternativi. È inoltre auspicabile l'utilizzo sempre più diffuso delle applicazioni digitali, quali ad esempio web-conference, il telelavoro e lo smart working, nonché la realizzazione di servizi on line, che riducano la necessità degli spostamenti fisici delle persone.

Il **Piano Nazionale Infrastrutturale per la Ricarica dei veicoli alimentati a energia Elettrica (PNIRE)**, approvato nel 2012 e aggiornato nel 2016, è stato adottato attraverso un percorso condiviso con i principali dicasteri competenti nonché con gli stakeholders del settore. Il Piano ha come obiettivi al 2020 la realizzazione fino a 13.000 punti di ricarica lenta/accelerata, 6.000 punti di ricarica veloce, con un rapporto di 1 punto di ricarica pubblica ogni 8 punti di ricarica privati, e la presenza di 130.000 veicoli elettrici. In tale ambito nel 2017 è stato sottoscritto l'Accordo di programma con le Regioni e gli enti locali per la realizzazione di reti di ricarica dei veicoli elettrici finalizzato a concentrare gli interventi per la realizzazione del Piano in funzione delle effettive esigenze territoriali, promuovendo e valorizzando la partecipazione di soggetti pubblici e privati. È previsto uno stanziamento complessivo di 72,2 mln€, a fronte di un cofinanziamento statale pari a 28,7

mln€. Il PNIRE è attualmente in fase di aggiornamento in un'ottica integrata, che considera anche altre misure di sostegno alla domanda di veicoli elettrici, nonché di potenziamento e fruibilità delle infrastrutture. Si sta, inoltre, valutando la possibilità di coordinare lo sviluppo delle infrastrutture di ricarica con i piani di razionalizzazione della rete carburanti.

Il **Piano d'azione per la sostenibilità ambientale dei consumi nel settore della Pubblica Amministrazione** (ovvero Piano Nazionale d'Azione sul Green Public Procurement - PAN GPP) prevede i seguenti tre principali obiettivi ambientali strategici: riduzione delle emissioni di gas a effetto serra, riduzione delle sostanze chimiche pericolose, riciclo e riuso dei materiali.

Il **Piano d'azione in materia di produzione e consumo sostenibile (PAN SCP)** si colloca nell'ambito delle politiche e delle strategie internazionali e nazionali su economia circolare, uso efficiente delle risorse e protezione del clima, dando attuazione agli indirizzi comunitari relativi al Piano d'azione europeo su Produzione e consumo sostenibili e su Politica industriale sostenibile COM(2008)397 e all'Agenda 2030 delle Nazioni Unite.

Il **Quadro strategico nazionale per lo sviluppo del mercato dei combustibili alternativi nel settore dei trasporti e la realizzazione delle relative infrastrutture** (D.Lgs. 16/12/2016, n.257) favorisce l'utilizzo dei carburanti alternativi, in particolare dell'elettricità, del gas naturale e dell'idrogeno. Per quanto riguarda l'elettricità il decreto ha previsto misure per la realizzazione di un numero adeguato di punti di ricarica. In particolare, si introduce l'obbligo di predisporre le condizioni per l'installazione di infrastrutture per la ricarica elettrica nelle nuove costruzioni. Conseguentemente i regolamenti edilizi comunali dovranno essere adeguati alle nuove predisposizioni. È inoltre previsto l'obbligo per gli enti locali di dotare il proprio parco autovetture, autobus e mezzi di servizio di pubblica utilità, al momento del suo rinnovo, di almeno il 25% di veicoli elettrici o alimentati a GNL o a GNC. La norma prevede altresì la predisposizione di punti di rifornimento nei porti per il GNL per la navigazione interna e marittima. È anche stabilito un percorso per l'utilizzo in prospettiva dell'idrogeno nel settore del trasporto.

Nel 2019, la nuova presidentessa della Commissione europea ha posto sfide ambiziose per il prossimo futuro dell'UE. In particolare, ha indicato come tratto distintivo del suo mandato un "Green New Deal Europeo", ossia il ripensamento degli attuali paradigmi economici e dei modelli comportamentali, per un'Europa sostenibile per le future generazioni, che punti a divenire leader mondiale nell'economia circolare e nelle tecnologie pulite.

Il Governo italiano condivide questo approccio avviando a sua volta un "**Green New Deal**", inteso come patto verde con le imprese e i cittadini, che consideri l'ambiente come motore economico del Paese, orientando il sistema produttivo nazionale in direzione della sostenibilità.

Dando seguito agli intenti del "Green New Deal", la **nota di aggiornamento del Documento di Economia e Finanza 2019 (naDEF2019)** prevede incentivi e agevolazioni che perseguiranno l'obiettivo di proteggere l'ambiente e favorire la crescita e l'economia circolare. In primo luogo, nella Legge di Bilancio 2020 sono stati introdotti due nuovi fondi di investimento, assegnati a Stato ed Enti territoriali. Le risorse saranno destinate ad attivare progetti di rigenerazione urbana, di riconversione energetica e di incentivo all'utilizzo di fonti rinnovabili. Per il triennio 2019-2021 sono previste forme di incentivo per la valorizzazione edilizia, attraverso l'applicazione dell'imposta di registro e delle imposte ipotecaria e catastale in misura agevolata sui trasferimenti di edifici a favore di imprese di costruzione o di ristrutturazione immobiliare che realizzino interventi di riqualificazione energetica e procedano successivamente alla loro alienazione. Per rilanciare gli investimenti degli Enti territoriali, a partire dall'anno 2020, è stato costituito un fondo da destinare ai Comuni per interventi di efficientamento energetico, sviluppo territoriale sostenibile e messa in sicurezza di infrastrutture ed edifici pubblici.

Tra gli intendimenti della naDEF2019 c'è inoltre l'accelerazione degli investimenti sulla rete ferroviaria inclusi nell'aggiornamento del Contratto di Programma di Rete Ferroviaria Italiana per il

2017-2021 con l'obiettivo di realizzare un programma di intermodalità integrato che renda il sistema ferroviario un punto di collegamento tra i porti e gli aeroporti. Si intende riservare maggiore centralità al trasporto su ferro, efficientando la flotta esistente, raddoppiando l'offerta di TPL e la sua elettrificazione. Si lavorerà inoltre per l'elettrificazione dei porti. Per quanto riguarda il Trasporto pubblico locale, il Governo, consapevole dell'impatto che il sistema pubblico di mobilità ha sulla qualità della vita dei cittadini e sull'ambiente delle città, intende sostenere la mobilità locale e urbana attraverso adeguati investimenti per il trasporto rapido di massa e per il rinnovo del parco autobus. Risorse economiche saranno destinate per contribuire alla sostituzione dei mezzi pubblici allo scopo di incentivare la sicurezza dei trasporti e diminuire le emissioni di CO_2.

La Legge di Bilancio 2020 ha dato seguito alle previsioni della naDEF2019; le misure adottate in tal senso sono descritte nelle parti del Piano di pertinenza. È, tuttavia, utile segnalare in questa sezione l'istituzione dei titoli di Stato cosiddetti "Green" Le emissioni di titoli di Stato Green saranno proporzionate agli interventi orientati al contrasto ai cambiamenti climatici, alla riconversione energetica, all'economia circolare, alla protezione dell'ambiente e alla coesione sociale e territoriale finanziati dal bilancio dello Stato.

La Legge 12 dicembre 2019, n.141, che ha convertito il Decreto Legge 14 ottobre 2019, n.111, introduce misure per migliorare la qualità dell'aria, in coordinamento con il PNIEC, e predispone politiche per l'incentivazione di comportamenti ecosostenibili (misure per incentivare la mobilità sostenibile nelle aree metropolitane, disposizioni per la promozione del trasporto scolastico sostenibile, etc.).

È in via di sottoposizione al Parlamento il disegno di **Legge di Delegazione Europea 2019**, con la quale il Governo italiano sarebbe delegato ad adottare opportuni decreti legislativi per l'attuazione di Direttive europee su molteplici temi, tra cui anche rinnovabili e mercato interno. Nel disegno di legge sono evidenziati alcuni specifici princìpi e criteri direttivi che si intende perseguire. Con riferimento alle rinnovabili, si sottolinea innanzitutto l'individuazione di criteri sulla cui base ciascuna Regione e Provincia autonoma identifica le superfici e aree idonee e non idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili e l'individuazione di procedure per garantire il rispetto dei termini massimi di conclusione dei procedimenti, anche ambientali. Si prospetta inoltre il riordino e il potenziamento della normativa in materia di configurazioni per favorire l'autoconsumo, monitorandone al contempo eventuali effetti in tema di imposizione e raccolta degli oneri di sistema. Si vuole inoltre promuovere la diffusione e l'uso di sistemi di accumulo dell'energia, compresi i veicoli elettrici, includendo anche l'accumulo di lungo periodo, e l'integrazione del sistema elettrico con i sistemi del gas e idrico. Si ritiene inoltre importante aggiornare e potenziare i meccanismi di sostegno alle fonti rinnovabili elettriche, termiche e per i trasporti, anche favorendo la sostituzione di impianti obsoleti, nell'ottica di salvaguardare, valorizzare e incrementare la produzione del parco di impianti a fonti rinnovabili esistente, ivi inclusi gli impianti idroelettrici.

In tema di mercato, il disegno di Legge di Delegazione Europea 2019 intende promuovere il ruolo attivo dei consumatori, sia in forma diretta che aggregata, nei mercati dell'energia elettrica e dei servizi, anche al fine di fornire flessibilità al sistema elettrico attraverso la gestione della domanda. Si intende inoltre definire un quadro normativo per lo sviluppo di comunità energetiche dei cittadini, attive nell'ambito della generazione, dell'approvvigionamento, della distribuzione, dell'accumulo, della condivisione, della vendita di energia elettrica e della fornitura di servizi energetici, ivi inclusi i servizi di efficienza energetica e di ricarica dei veicoli elettrici. Si vuole poi definire un quadro di regole per lo sviluppo e diffusione dei sistemi di accumulo e per la partecipazione degli stessi ai mercati dell'energia elettrica e dei servizi, secondo criteri di neutralità tecnologica, tenuto conto degli obiettivi di integrazione della generazione da fonti rinnovabili e delle condizioni di esercizio in sicurezza delle reti. Sul fronte della povertà energetica, si intende potenziare le misure per la protezione dei clienti vulnerabili, anche attraverso procedure automatiche di erogazione del beneficio, e definire specifici indicatori di monitoraggio.

Oltre a questo Piano, l'Italia è tenuta a presentare alla Commissione europea la propria **Strategia di lungo termine**, in attuazione dell'articolo 15 del Regolamento (UE) Governance. Al fine di quantificare lo sforzo da compiere, la Strategia individua i possibili percorsi per la "neutralità climatica" entro il 2050, in linea con gli orientamenti politici europei e nazionali, tracciando innanzitutto, come primo passo, uno scenario di riferimento, caratterizzato da tre elementi essenziali:

i) centra gli obiettivi previsti dal PNIEC, "trascinando" fino al 2050 le conseguenti tendenze energetico-ambientali virtuose;

ii) adotta dinamiche "esogene" di PIL e popolazione in linea con il set di previsioni Istat più aggiornato, che dovrebbe essere integrato anche nel prossimo "round" di simulazioni europee;

iii) integra gli effetti dei cambiamenti climatici, in termini di variazioni potenziali dei gradi giorno, di resa delle colture e di frequenza degli incendi. L'uso delle aggiornate previsioni di PIL e popolazione (punto ii) precedente) comporta una differenza rispetto ai parametri delle stesse grandezze utilizzati nell'ambito del PNIEC, per il quale si fece ricorso, anche su invito della Commissione, ai valori dell'EU reference scenario del 2016. Le analisi svolte evidenziano differenze contenute al 2030, che non incidono significativamente in termini di raggiungimento degli obiettivi del PNIEC e sullo sviluppo delle infrastrutture. In esito alle simulazioni europee, il primo aggiornamento del PNIEC, da proporre alla Commissione europea entro il 30 giugno 2023 ai sensi dell'articolo 14 del Regolamento Governance (UE), costituirà occasione per un più compiuto allineamento tra i due strumenti.

ii. Politiche e misure attuali per l'energia e il clima relative alle cinque dimensioni dell'Unione dell'energia

L'Italia ha riservato e continua a dedicare molta attenzione alle cinque dimensioni dell'Unione dell'energia avendo messo in campo numerose misure per lo sviluppo energetico sostenibile e per il contrasto ai cambiamenti climatici.

Nella tabella seguente sono indicate le principali misure in vigore relativamente alle cinque dimensioni dell'Unione dell'energia.

Tabella 3 - Principali politiche e misure attuali per l'energia e il clima relative alle cinque dimensioni dell'Unione dell'energia (per semplicità nella tabella per ogni politica è indicata una dimensione prevalente, ma molte misure agiscono su più dimensioni, ad esempio le misure sull'efficienza incidono anche sulla decarbonizzazione)

DIMENSIONE	SETTORE	MISURA
DECARBONIZZAZIONE Emissioni e assorbimenti gas serra	Industria	European Union Emissions Trading Scheme (EU ETS)
DECARBONIZZAZIONE Emissioni e assorbimenti gas serra	Trasporti	Divieto progressivo di circolazione per autovetture più inquinanti (D. L. 50/2017 e precedenti)
DECARBONIZZAZIONE Emissioni e assorbimenti gas serra	Non energetico	Completa attuazione del Regolamento UE sui gas fluorurati a effetto serra (Reg. n. 517/2014)
DECARBONIZZAZIONE Emissioni e assorbimenti gas serra	Non energetico	Miglioramento della gestione dei rifiuti in discarica (D.M. 25/6/2015 e precedenti)
DECARBONIZZAZIONE Emissioni e assorbimenti gas serra	Non energetico	Politica Agricola Comune (PAC) e Piani di Sviluppo Rurale (PSR) UE per il periodo 2014-2020
DECARBONIZZAZIONE Emissioni e assorbimenti gas serra	Non energetico	Riduzione delle emissioni in atmosfera provenienti dalle attività agricole - zootecniche (Accordo Bacino Padano 2013)
DECARBONIZZAZIONE Emissioni e assorbimenti gas serra	Non energetico	Codice dell'Ambiente
DECARBONIZZAZIONE Rinnovabili	Elettrico	Certificati Verdi (D.M. 18/12/2008 e precedenti)
DECARBONIZZAZIONE Rinnovabili	Elettrico	Tariffa Onnicomprensiva (D.M. 16/12/2008)
DECARBONIZZAZIONE Rinnovabili	Elettrico	Incentivazione rinnovabili elettriche non FTV (D.M. 6/7/2012)
DECARBONIZZAZIONE Rinnovabili	Elettrico	Incentivazione rinnovabili elettriche non FTV (D.M. 23/6/2016)
DECARBONIZZAZIONE Rinnovabili	Elettrico	Linee guida per la valutazione ex ante delle derivazioni idriche (Decreto n. 29/STA del 13/2/2017)
DECARBONIZZAZIONE Rinnovabili	Elettrico	Linee guida per l'aggiornamento dei metodi di determinazione del deflusso minimo vitale (Decreto n. 29/STA del 13/2/2017)
DECARBONIZZAZIONE Rinnovabili	Elettrico	Detrazioni fiscali per ristrutturazioni edilizie (L. n.449 del 27/12/1997 e s.m.i.)
DECARBONIZZAZIONE Rinnovabili	Elettrico	Priorità di dispacciamento (D.Lgs. 16/3/1999, n.79 e successivi)

DECARBONIZZAZIONE Rinnovabili	Elettrico	Scambio Sul Posto (Delibera ARERA 570/2012 e s.m.i.)
DECARBONIZZAZIONE Rinnovabili	Elettrico	Superammortamento (L. 27/12/2017 e precedenti)
DECARBONIZZAZIONE Rinnovabili	Elettrico, termico	Obbligo di integrazione rinnovabili negli edifici nuovi o ristrutturati (D.Lgs. 28/2011 - allegato 3)
DECARBONIZZAZIONE Rinnovabili	Elettrico, termico	Fonti rinnovabili nelle Isole Minori (D.M. 14/2/2017)
DECARBONIZZAZIONE Rinnovabili	Termico	Conto Termico (D.M. 16/2/2016 e precedenti)
DECARBONIZZAZIONE Rinnovabili	Termico	Detrazioni fiscali per riqualificazione energetica (L. 205 del 27/12/2017 e precedenti)
DECARBONIZZAZIONE Rinnovabili	Trasporti	Biocarburanti (D.M. 10/10/2014 e s.m.i.)
DECARBONIZZAZIONE Rinnovabili	Trasporti	Incentivi biometano (D.M. 2/3/2018 e precedenti)
EFFICIENZA ENERGETICA	Industria	Audit energetici e sistemi di gestione dell'energia (D.Lgs. 102/2014)
EFFICIENZA ENERGETICA	Industria	Nuova Sabatini (D.L. 69/2013, art. 2)
EFFICIENZA ENERGETICA	Industria	Piano Nazionale Impresa 4.0 (L. 205 del 27/12/2017 e precedenti)
EFFICIENZA ENERGETICA	Industria, residenziale, terziario, trasporti	Certificati Bianchi (D.M. 10/5/2018 e precedenti)
EFFICIENZA ENERGETICA	Industria, residenziale, terziario, trasporti	PAEE 2017. Risultati conseguiti al 2016 e principali misure per il raggiungimento degli obiettivi di efficienza energetica al 2020 (D.M. 11/12/2017)
EFFICIENZA ENERGETICA	Industria, terziario	Cogenerazione ad Alto Rendimento (D.M. 5/9/2011)
EFFICIENZA ENERGETICA	Industria, terziario, Pubblica Amministrazione	Fondo Nazionale per l'Efficienza Energetica (D.M. 22/12/2017)
EFFICIENZA ENERGETICA	Pubblica Amministrazione	Cabina di regia efficientamento energetico (D.M. 9/1/2015)
EFFICIENZA ENERGETICA	Pubblica Amministrazione	Conto Termico (D.M. 16/2/2016 e precedenti)

EFFICIENZA ENERGETICA	Pubblica Amministrazione	Criteri Ambientali Minimi (D.M. 11/1/2017)
EFFICIENZA ENERGETICA	Pubblica Amministrazione	Fondo Kyoto (D.M. 14/4/2015)
EFFICIENZA ENERGETICA	Pubblica Amministrazione	Fondo Sviluppo Coesione 2014-2020 (D.Lgs. 88/2011)
EFFICIENZA ENERGETICA	Pubblica Amministrazione	Programma PREPAC (D.M. 16/9/2016)
EFFICIENZA ENERGETICA	Pubblica Amministrazione	Riprogrammazione Fondo Kyoto per l'edilizia pubblica scolastica (D.M. 22/2/2016)
EFFICIENZA ENERGETICA	Pubblica Amministrazione	Servizio integrato energia - Consip
EFFICIENZA ENERGETICA	Pubblica Amministrazione	Servizio luce - Consip
EFFICIENZA ENERGETICA	Residenziale	Detrazione fiscale per riqualificazioni energetiche (L. n. 205 del 27/12/2017 e precedenti)
EFFICIENZA ENERGETICA	Residenziale	Detrazione fiscale per ristrutturazioni edilizie (L. n. 449 del 27/12/1997)
EFFICIENZA ENERGETICA	Residenziale	Nuove linee guida per i contratti di prestazione energetica per gli edifici (D.Lgs. 50/2016)
EFFICIENZA ENERGETICA	Residenziale	Fiscalità immobiliare, sostegno alle politiche abitative e finanza locale (L. 28/10/2013 n.124, Plafond casa)
EFFICIENZA ENERGETICA	Residenziale, terziario	Prestazione energetica degli edifici EPBD (Direttiva 844/2018 e precedenti)
EFFICIENZA ENERGETICA	Residenziale, terziario	Piano d'azione nazionale per incrementare gli edifici a energia quasi zero - PANZEB (D.M. 19/6/2017)
EFFICIENZA ENERGETICA	Residenziale, terziario	Programmi d'informazione e formazione dei consumatori (D.Lgs. 102/2014, articolo 13)
EFFICIENZA ENERGETICA	Residenziale, terziario	Requisiti minimi di prestazione energetica degli edifici (D.M. 26/6/2015)
EFFICIENZA ENERGETICA	Trasporti	Collegato Ambientale (L. 28/12/2015, n.208)
EFFICIENZA ENERGETICA	Trasporti	Finanziamenti per il rinnovo del parco rotabile su gomma adibito al trasporto pubblico locale (L. 11/12/2016, n.232)
EFFICIENZA ENERGETICA	Trasporti	Incentivi allo sviluppo degli ITS (gestione del traffico, infomobilità, smart road) (D.M. 28/2/2018)

EFFICIENZA ENERGETICA	Trasporti	Integrazione modale, potenziamento ultimo miglio ferroviario e stradale (porti e interporti) (DEF 2017, Allegato Infrastrutture)
EFFICIENZA ENERGETICA	Trasporti	Piano Nazionale Infrastrutturale per la Ricarica dei veicoli alimentati a energia Elettrica (PNIRE) (L. 7/8/2012, n.134)
EFFICIENZA ENERGETICA	Trasporti	Punti di ricarica per i veicoli alimentati a energia elettrica (D.Lgs. 257/2016, attuazione della Direttiva DAFI)
EFFICIENZA ENERGETICA	Trasporti	RETE TEN-T (Corridoi Ferroviari merci), Rete CORE 2030, Rete Comprehensive 2050 (DEF 2016, Allegato Infrastrutture)
EFFICIENZA ENERGETICA	Trasporti	Sistemi di riqualificazione elettrica per automobili, autobus e autocarri (D.M. 1/12/2015)
EFFICIENZA ENERGETICA	Trasporti	SNIT 1 e SNIT 2 - Sviluppo delle infrastrutture di trasporto e logistica (DEF 2015,2016,2017,2018, Allegato Infrastrutture)
EFFICIENZA ENERGETICA	Trasporti	Sviluppo e promozione mobilità ciclopedonale (L. 11/1/2018, n.2)
EFFICIENZA ENERGETICA	Trasporti	Sviluppo sharing mobility (carpooling, car sharing, van sharing) (DEF 2016, Allegato Infrastrutture)
EFFICIENZA ENERGETICA	Trasporti	Sviluppo trasporto rapido di massa (L. 27/12/2017, n.205)
SICUREZZA ENERGETICA	Elettrico	Piano di Emergenza per la Sicurezza del Sistema Elettrico (PESSE) (Aggiornamento periodico Delibera CIPE del 6/11/1979)
SICUREZZA ENERGETICA	Gas	Aggiornamento del Piano di Azione Preventiva del sistema italiano del gas naturale (D.M. 18/10/2017, Allegato I)
SICUREZZA ENERGETICA	Gas	Aggiornamento del Piano di Emergenza del sistema italiano del gas naturale (D.M. 18/10/2017, Allegato II)
SICUREZZA ENERGETICA	Gas	Adeguamento della rete di trasporto del gas e ammodernamento dei sistemi di monitoraggio
SICUREZZA ENERGETICA	Gas	Adozione di misure per fronteggiare situazioni sfavorevoli per il sistema gas tramite l'immissione in rete di gas appositamente stoccato in terminali GNL (D.M. 18/10/2013 - Disposizioni per l'attivazione del peak shaving)
SICUREZZA ENERGETICA	Gas	Definizione dei volumi di gas da destinare allo stoccaggio strategico
SICUREZZA ENERGETICA	Gas	Definizione dei profili erogativi dagli stoccaggi di gas naturale in sotterraneo, in funzione delle esigenze dei clienti protetti
SICUREZZA ENERGETICA	Gas	Interconnessioni con Malta, Albania e Grecia. Valutazione possibile recupero capacità persa di import dal nord Europa
MERCATO INTERNO DELL'ENERGIA	Interconnessioni elettriche	Sviluppo della capacità di interconnessione con l'estero
MERCATO INTERNO DELL'ENERGIA	Rete elettrica	Realizzazione di sistemi di accumulo dell'energia (D.Lgs. 28/2011 e D.Lgs. 93/2011)

MERCATO INTERNO DELL'ENERGIA	Rete elettrica	Autorizzazione delle opere di connessione alle reti elettriche (D.Lgs. 28/2011, artt. 4 e 16)
MERCATO INTERNO DELL'ENERGIA	Rete elettrica	Pianificazione dello sviluppo della rete di trasmissione nazionale (D.Lgs. 28/2011, art. 17)
MERCATO INTERNO DELL'ENERGIA	Rete elettrica	Remunerazione degli interventi sulla rete di trasmissione nazionale (D.Lgs. 28/2011, art.17)
MERCATO INTERNO DELL'ENERGIA	Rete elettrica	Remunerazione degli interventi sulla rete di trasmissione nazionale - smart grids (D.Lgs. 28/2011, art.18)
MERCATO INTERNO DELL'ENERGIA	Rete elettrica	Semplificazione connessione impianti FTV su edificio (D.M. 19/5/2015)
MERCATO INTERNO DELL'ENERGIA	Rete gas	Passaggio dell'allocazione della capacità di rigassificazione regolata da meccanismi a tariffa a meccanismi ad asta
MERCATO INTERNO DELL'ENERGIA	Rete gas	Ammodernamento della rete nazionale gas e adeguamento dei sistemi di odorizzazione
MERCATO INTERNO DELL'ENERGIA	Mercato elettrico	Riduzione oneri tariffari sul consumo di energia elettrica (L. 20/11/2017, n.167, art. 19 comma 1)
MERCATO INTERNO DELL'ENERGIA	Mercato elettrico	Decreto energivori (D.M. 21/12/2017)
MERCATO INTERNO DELL'ENERGIA	Mercato elettrico e gas	Ruolo attivo consumatori
MERCATO INTERNO DELL'ENERGIA	Dispacciamento	Aggregazione di impianti di generazione e utenze (D.Lgs. 102/2014)
MERCATO INTERNO DELL'ENERGIA	Dispacciamento	Partecipazione della generazione distribuita e della domanda al mercato di dispacciamento attraverso soggetti aggregatori
MERCATO INTERNO DELL'ENERGIA	Mercato elettrico	Bonus sociale luce (D.M. 28/12/2007 e Delibere ARERA)
MERCATO INTERNO DELL'ENERGIA	Mercato gas	Bonus sociale gas (D.M. 28/12/2007 e Delibere ARERA)
RICERCA, INNOVAZIONE E COMPETITIVITA'	Ricerca	Accordi di cooperazione
RICERCA, INNOVAZIONE E COMPETITIVITA'	Ricerca	Finanziamento per la ricerca sul sistema energetico e per le tecnologie clean (Mission Innovation)
RICERCA, INNOVAZIONE E COMPETITIVITA'	Ricerca	Partenariati di ricerca pubblico-privati (D.Lgs. 19/4/2017, n. 56)
RICERCA, INNOVAZIONE E COMPETITIVITA'	Ricerca	Progetti di ricerca
RICERCA, INNOVAZIONE E COMPETITIVITA'	Competitività	ACE - Aiuto alla crescita economica (D.L. 06/12/2011, n. 201 e s.m.i.)

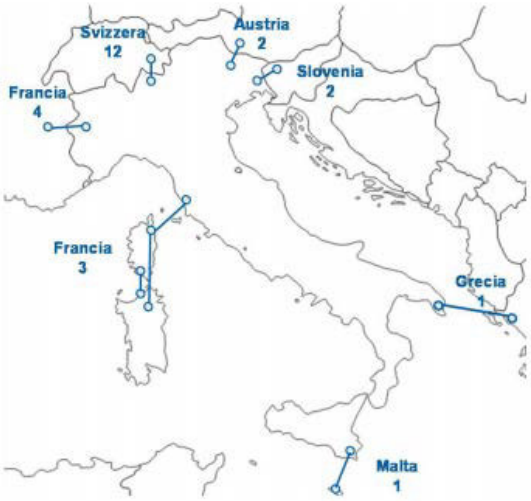
RICERCA, INNOVAZIONE E COMPETITIVITA'	Competitività	IRES, IRI e contabilità per cassa (L. 11/12/2016, n. 232)
RICERCA, INNOVAZIONE E COMPETITIVITA'	Competitività	Agevolazioni imprese energivore (D.M. 21/12/2017)
RICERCA, INNOVAZIONE E COMPETITIVITA'	Competitività	Salario di produttività (L. 11/12/2016, n.232)

iii. Principali questioni di rilevanza transfrontaliera

Nel 2017, la richiesta di energia elettrica è stata soddisfatta per l'88,2% da produzione nazionale (stessa percentuale nel 2016), per un valore pari a 282,8 miliardi di kWh (+2,0% rispetto al 2016) al netto dei consumi dei servizi ausiliari e dei pompaggi. La restante quota del fabbisogno (11,8%) è stata coperta dalle importazioni nette dall'estero, per un ammontare di 37,8 miliardi di kWh, in aumento del 2,0% rispetto all'anno precedente.

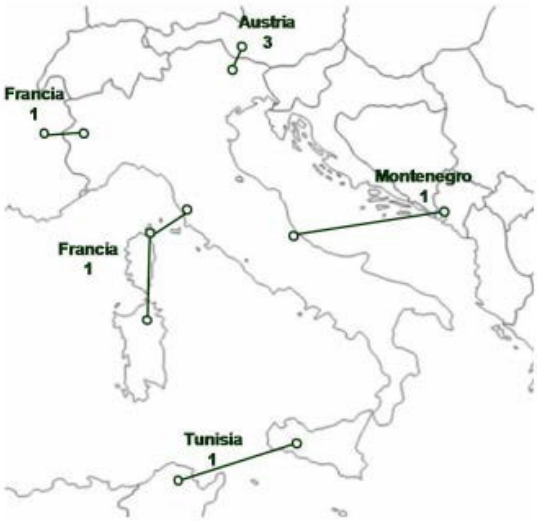
La rete di trasmissione nazionale è interconnessa con l'estero attraverso 25 linee: 4 con la Francia, 12 con la Svizzera, 2 con l'Austria, 2 con la Slovenia, 2 collegamenti in corrente continua (il cavo con la Grecia e il doppio collegamento, denominato SACOI, con la Corsica, continente da un lato e Sardegna dall'altro), un ulteriore cavo in corrente alternata tra Sardegna e Corsica, un collegamento in cavo sottomarino e terrestre a 220 kV tra Italia e Malta.

Figura 1 - Interconnessioni esistenti [Fonte: Terna - Piano di Sviluppo 2018]



In adempimento agli obblighi di concessione di Terna sono oggi in fase di realizzazione o di progettazione preliminare: il collegamento HDVC Piossasco - Grand'Ile (Italia - Francia), il collegamento 132 kV Prati di Vizze/Brennero (Italia - Austria), il collegamento Sardegna - Corsica - Italia continentale SACOI3 (Italia - Francia), il collegamento Italia - Tunisia (progetto ELMED) e il collegamento HVDC Villanova - Tivat (Italia - Montenegro, in completamento).

Figura 2 - Progetti di interconnessione pianificati da Terna [Fonte: Terna - Piano di Sviluppo 2018]



Inoltre, in attuazione di quanto previsto dalla Legge 99/2009, Terna ha individuato, in collaborazione con i TSO dei Paesi confinanti, nuovi possibili interconnector, finanziati (in tutto o in parte) da soggetti privati selezionati sulla base di quanto previsto dalle stesse disposizioni di legge. In particolare i progetti di interesse riguardano le frontiere con Francia, Svizzera, Austria, Slovenia e Montenegro.

Figura 3 - Interconnector in corso di sviluppo [Fonte: Terna - Piano di Sviluppo 2018]

Questione rilevante, nel settore elettrico, appare essere l'utilizzo di tali interconnessioni. Il saldo import-export di energia elettrica dell'Italia nel biennio 2016-2017 si è attestato intorno ai 37 TWh, valore in riduzione rispetto a quelli registrati nel quinquennio precedente, stabilmente sopra i 40 TWh, ed è risalito a circa 44 TWh nel 2018. Ferma restando l'opportunità di integrazione dei mercati, per il futuro il saldo import-export dell'Italia potrebbe essere influenzato anche dall'evoluzione dei sistemi energetici degli Stati con i quali l'Italia è interconnessa, sia per obiettivi di decarbonizzazione, sia per l'evoluzione del mix. Si tratta di aspetti che dovranno essere meglio esaminati, anche sulla base dei Piani Energia e Clima definitivi degli altri Paesi europei.

Per quanto riguarda il settore del gas naturale, il consumo in Italia nel 2017 è stato pari a 75,1 mld di Sm^3, in aumento di circa 4,2 mld di Sm^3 (+6,0%) rispetto al 2016. Le importazioni di gas naturale

nel 2017 sono state pari a 69,4 mld di Sm^3, rappresentando circa il 92% dell'offerta totale e con un incremento del fabbisogno da importazione rispetto all'anno precedente del 7% circa, pari in valore assoluto a 4,3 mld di Sm^3. L'incremento dell'importazione ha contribuito a compensare la riduzione della produzione nazionale che nel 2017 ha registrato un volume totale pari a 5,2 mld di Sm^3 con decremento del 5,9%.

Tabella 4 - Consumo di gas naturale in Italia (mld di Sm^3 con PCS pari a 10,6 kWh/Sm^3) [Fonte: Snam Rete Gas]

	2015	2016	2017	Var. ass. 2017 vs 2016	Var. % 2017 vs 2016
Importazioni	60,82	65,07	69,35	4,28	6,6%
Produzione nazionale*	6,43	5,57	5,24	-0,33	-5,9%
Saldo netto prelievi/immissioni stoccaggio**	-0,31	-0,2	0,2	0,4	-212,7%
Totale disponibilità di gas naturale	66,94	70,44	74,81	4,38	6,2%
Esportazioni***	-0,27	-0,26	-0,32	-0,06	22,6%
Gas immesso su rete regionale di altri operatori	0,05	0,04	0,03	-0,01	-19,0%
Altri consumi****	0,80	0,71	0,63	-0,08	-10,7%
Totale consumi Italia	**67,52**	**70,91**	**75,15**	**4,24**	**6,0%**

*Dato al netto degli autoconsumi di gas dei pozzi

**Inteso come saldo tra prelievo da stoccaggio (+) e immissioni in stoccaggio (-) espressi al lordo dei consumi per iniezione/erogazione

***Include i transiti e le esportazioni verso la Repubblica di San Marino

**** Comprende i consumi dei terminali di GNL, i consumi delle centrali di compressione per stoccaggio e delle centrali per il trattamento della produzione

Il gas proveniente dall'estero viene immesso sulla rete nazionale di gasdotti attraverso 5 punti di entrata in corrispondenza delle interconnessioni con i metanodotti di importazione (Tarvisio, Gorizia, Passo Gries, Mazara del Vallo, Gela) e dai terminali di rigassificazione del GNL di Panigaglia, nell'off shore dell'Alto Adriatico e nel Mar Tirreno davanti la costa Toscana.

Figura 4: infrastruttura di rete gas naturale [Fonte: Snam Rete Gas]

Tra i progetti riguardanti l'interconnessione della rete gas con l'estero si segnalano in particolare:

- la conclusione nel 2018 del progetto "Supporto al mercato nord ovest e flussi bidirezionali transfrontalieri" che consente di incrementare l'integrazione del mercato italiano con gli altri mercati europei, integrazione che rappresenta un fattore abilitante per favorire l'allineamento dei prezzi fra i diversi hub (Progetto PCI);
- lavori in avanzato stato di completamento del progetto "Interconnessione TAP - Trans Adriatic Pipeline", funzionale al collegamento del nuovo punto di entrata alla rete nazionale dei gasdotti rendendo disponibile una capacità massima in ingresso pari a 46 MSm^3/g;
- il progetto di interconnessione con Malta attraverso un nuovo gasdotto con partenza da Gela (Progetto PCI); il progetto nel 2018 è stato sottoposto, con esito positivo, a consultazione pubblica in Italia e a Malta.

iv. Struttura amministrativa per l'attuazione delle politiche nazionali per l'energia e il clima

La riforma del titolo V della Costituzione e, in particolare, l'articolo 117, colloca la materia della "produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia" tra le competenze concorrenti tra Stato e Regioni.

Il testo dell'articolo 117 della Costituzione ha conservato alla potestà esclusiva dello Stato materie connesse al settore energetico, tra le quali:

- i rapporti con l'Unione europea;
- la tutela della concorrenza;
- la tutela dei livelli essenziali delle prestazioni concernenti i diritti civili e sociali;
- la tutela dell'incolumità e della sicurezza pubblica;
- la tutela dell'ambiente e dell'ecosistema.

All'interno dei principi stabiliti dalla legge nazionale, tra le funzioni poste in capo alle Regioni vi sono:

- la formulazione degli obiettivi di politica energetica regionale;
- la localizzazione e realizzazione degli impianti di teleriscaldamento;
- lo sviluppo e la valorizzazione delle risorse endogene e delle fonti rinnovabili;

- il rilascio delle concessioni idroelettriche;
- la certificazione energetica degli edifici;
- la garanzia delle condizioni di sicurezza e compatibilità ambientale e territoriale;
- la sicurezza, affidabilità e continuità degli approvvigionamenti regionali.

Inoltre, in virtù dei tre vincoli che accomunano lo Stato e le Regioni nel legiferare - il rispetto della Costituzione, il rispetto dell'ordinamento comunitario e il rispetto degli obblighi internazionali - le Regioni sono chiamate, in solido con lo Stato, al raggiungimento degli obiettivi vincolanti previsti per il 2020 dall'Unione europea in materia di energia e di clima.

In vista degli obiettivi al 2030, e successivamente al 2050, è inoltre necessario stimolare un ruolo più attivo degli Enti territoriali più vicini al cittadino. In particolare, attraverso la valorizzazione e il potenziamento delle azioni che tali Enti stanno portando avanti nell'ambito dei propri Piani di Azione per l'Energia Sostenibile (PAES) e Piani di Azione per l'Energia Sostenibile e il Clima (PAESC), strumenti operativi del "Patto dei Sindaci".

Nell'ambito dei profili delle competenze concorrenti tra Stato e Regioni, nel rispetto dei ruoli del regolatore, dei gestori di rete e degli operatori di mercato e al fine di consentire una corretta implementazione del Piano, verrà istituita una sede tecnica stabile di confronto (Osservatorio PNIEC, che assorbirà l'esistente Osservatorio rinnovabili), di collaborazione e condivisione dei temi d'implementazione del Piano, con particolare riferimento a:

- definizione di norme attuative e decreti di recepimento e direttive europee in materia;
- riforma semplificatoria delle procedure autorizzative (repowering/revamping/permitting dinamico);
- monitoraggio e stato di avanzamento degli obiettivi del piano;
- sviluppo di impianti, rete elettrica e sistemi di accumulo;
- coordinamento, nel quadro di regole nazionali generali, della promozione delle infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici;
- verifica ed elaborazione di proposte migliorative, anche in raccordo con il monitoraggio ambientale del PNIEC, circa le modalità e i tempi di implementazione delle roadmap attraverso la quale saranno integrati gli effetti dei cambiamenti climatici, nei due scenari RCP 4.5 e 8.5, nel primo aggiornamento del PNIEC al 2023.

Tale sede, costituita congiuntamente dai Ministeri proponenti il PNIEC, da una rappresentanza delle Regioni indicata dal Coordinamento Energia ed Ambiente della Conferenza Stato Regioni, da ANCI, dal GSE e dall'ISPRA, ha lo scopo di garantire confronti tecnici evoluti in merito all'effettiva implementazione del Piano e del monitoraggio della sua attuazione, preliminari alle procedure ufficiali stabilite da norma in sede di Conferenza Stato Regioni o Unificata, e condivisione delle necessarie correzioni evolutive del PNIEC in fase attuativa.

L'osservatorio, con cadenza annuale, elabora un report di attuazione che viene inviato alla Conferenza Stato Regioni, alla Presidenza del Consiglio ed alle Commissioni parlamentari VIII (Ambiente) e X (Attività Produttive) e all'ANCI.

Le funzioni dello Stato chiamano in causa, in primo luogo, il Ministero dello Sviluppo Economico, che ha la competenza sull'energia intesa sia come sicurezza sia come economicità delle forniture, il Ministero dell'Ambiente per gli aspetti ambientali e relativi ai cambiamenti climatici e il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti per le funzioni in materia di trasporti, ma anche su altre tematiche rilevanti quali, solo ad esempio, le grandi dighe. Inoltre, diversi altri Ministeri concorrono al perseguimento degli obiettivi in materia di energia e clima e all'attuazione delle misure relative alle cinque dimensioni dell'energia.

In questo quadro, assume un ruolo importante la funzione di rilevazione statistica e di monitoraggio relative ai diversi fenomeni oggetto del presente Piano: un'accurata misurazione quantitativa della struttura e delle dinamiche delle diverse componenti del sistema energetico nazionale è, infatti,

condizione essenziale sia per l'identificazione delle misure concrete da realizzare sia per la valutazione dei relativi risultati/impatti.

In ambito Eurostat/UE, peraltro, è ormai riconosciuta l'esigenza di potenziare le statistiche energetiche e di estenderne il campo di pertinenza per favorire e supportare le decisioni di policy; a solo titolo di esempio, sono state istituite diverse task force con il compito di individuare nuovi campi di indagine o di approfondire quelli già esistenti, sviluppando una maggiore disaggregazione settoriale dei consumi energetici. In parallelo, anche la normativa alla base dell'attività statistica - a iniziare dai Regolamenti comunitari sulle statistiche energetiche e dalle direttive dedicate alla promozione delle energie rinnovabili - si aggiorna continuamente con nuovi ambiti di applicazione, nuove definizioni, nuovi criteri di contabilizzazione.

Affinché l'Italia possa restare al passo con tale scenario evolutivo, si prevede di destinare specifiche risorse alla realizzazione di rilevazioni statistiche periodiche che consentano di ricostruire struttura e caratteristiche dei consumi energetici nei diversi settori (residenziale, terziario, industriale, trasporti) con modalità, definizioni e metodologie armonizzate in ambito Eurostat.

Sarà garantita un'accurata attività di monitoraggio della transizione energetica tracciata dal PNIEC, del grado di raggiungimento degli obiettivi e del grado di attuazione delle misure associate alle diverse dimensioni del Piano. Rendere fruibili trend indicativi del percorso in atto sarà fondamentale non solo per dare riscontro tempestivo ai decisori pubblici dell'efficacia delle misure, della loro eventuale necessità di aggiornamento e fine tuning, e di altri fattori in grado di determinare la traiettoria di avvicinamento ai target, ma anche - come emerso dalla consultazione pubblica - per fornire informazioni chiare, tempestive e aggiornate a tutti gli stakeholders.

Di particolare importanza sarà la verifica degli obiettivi emissivi discendenti da norme e accordi nazionali, europei e internazionali, effettuata anche attraverso il "Sistema nazionale per la realizzazione dell'inventario nazionale dei gas serra" e il "Sistema nazionale in materia di politiche e misure e di proiezioni" realizzati, gestiti e aggiornati da ISPRA, ai sensi della legislazione nazionale, nonché attraverso le pertinenti comunicazioni ai sensi degli articoli 7, 13, 14 e 15 del Regolamento (UE) n.525/2013 (MMR) e successivamente ai sensi degli articoli 18, 19, paragrafo 1, e 26 del Regolamento (UE) 2018/1999 sulla Governance dell'Unione dell'energia e dell'azione per il clima.

L'attività di monitoraggio sarà sviluppata su differenti set di indicatori in grado di misurare l'efficacia delle politiche, il livello di raggiungimento dei diversi target, ma anche aspetti economici quali investimenti e impatti occupazionali nei vari settori, in continuità con quanto svolto dal GSE sulle fonti rinnovabili e l'efficienza energetica; a tale scopo, per le finalità dell'Osservatorio PNIEC e per fornire informazioni aggiornate e tempestive a cittadini e pubbliche amministrazioni centrali e locali, il GSE realizzerà una piattaforma di monitoraggio del Piano, ove far confluire dati e informazioni di diversa provenienza. Tale piattaforma sarà altresì funzionale a fornire dati di input per il piano di monitoraggio ambientale, per gli adempimenti in capo al Ministero dell'Ambiente e a ISPRA in materia di comunicazione ai sensi dei citati Regolamenti MMR e Governance, per la redazione del report annuale di attuazione del Piano previsto nell'ambito dell'Osservatorio PNIEC, nonché per la predisposizione delle relazioni biennali da trasmettere alla Commissione Europea.

Concorrono alla realizzazione delle politiche nazionali connesse al raggiungimento degli obiettivi nazionali diversi altri soggetti, operanti in un assetto coerente con le regole europee. Tra esse si citano innanzitutto l'**Autorità Garante per la Concorrenza e il Mercato** (**AGCM**) e l'**Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA)**: nel rispetto dell'indipendenza dal potere esecutivo, tali organismi hanno, sia pur con ruoli diversi, compiti essenziali di tutela degli interessi dei consumatori e di promozione della concorrenza, di garanzia sull'efficienza e sulla diffusione di servizi con adeguati livelli di qualità, anche in materia di energia, nonché, per quanto riguarda ARERA, di regolare buona parte degli strumenti connessi alle politiche energetiche nazionali.

La società **Terna S.p.A.** svolge il ruolo di operatore dei sistemi di trasmissione nazionale (TSO). I compiti di Terna prevedono la gestione della rete ad alta e altissima tensione, la manutenzione delle infrastrutture di rete, la pianificazione dello sviluppo e la costruzione della rete, il dispacciamento ossia la gestione dei flussi di elettricità sulla rete, garantendo un equilibrio costante tra domanda e offerta elettrica. Tali servizi regolamentati vengono svolti in regime di monopolio sulla base della concessione governativa, con regolazione di ARERA.

Snam Rete Gas è la principale società di trasporto del gas naturale, è responsabile per il suo dispacciamento su tutto il territorio nazionale e si configura come gestore del sistema di trasporto del gas naturale in regime di separazione proprietaria in osservanza del D.Lgs. 1/6/2011, n.93, che ha recepito le Direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE relative alle norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e del gas naturale. L'insieme delle regole per l'accesso e l'utilizzo del servizio di trasporto sulla rete di metanodotti di Snam Rete Gas, nonché i livelli di qualità del servizio, sono definiti nel Codice di Rete approvato da ARERA, la quale disciplina inoltre il sistema tariffario del trasporto di gas naturale stabilendo i criteri di determinazione delle tariffe per ciascun periodo di regolazione.

Di particolare rilievo per il futuro, anche in ottica di Strategia di lungo termine, il rafforzamento della cooperazione tra Terna e Snam Rete Gas, con l'intento di coordinare lo sviluppo dei rispettivi piani decennali sulla base di scenari condivisi e coerenti con il PNIEC e con la Strategia di lungo termine, esplorando inoltre le possibilità di integrazione dei sistemi elettrico e del gas ai fini della transizione energetica e delle necessità connesse alla penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili.

La rete di distribuzione elettrica in Italia è suddivisa attualmente tra 126 **imprese distributrici (DSO)**, operanti sulla base di concessioni del Ministero dello Sviluppo Economico (62) e delle Province di Trento e Bolzano (64). Si tratta di soggetti molto differenziati per ampiezza del territorio servito, dimensione e disciplina giuridica di riferimento (comuni, aziende municipalizzate, tipologie di società). Gli atti di concessione ministeriale sono pubblicati sul sito web del Ministero dello Sviluppo Economico; in più, Terna pubblica e tiene aggiornato sul proprio sito internet l'elenco delle imprese distributrici e dei relativi codici identificativi, nonché l'archivio storico delle variazioni societarie intervenute relativamente a tali imprese. Più articolata, e peraltro in riorganizzazione, la struttura delle concessioni di distribuzione gas.

Di particolare rilievo le funzioni del **Gestore dei Servizi Energetici (GSE)**, società interamente partecipata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze (MEF), operante in conformità con gli indirizzi strategici e operativi definiti dal Ministero dello Sviluppo Economico e responsabile della gestione e del monitoraggio dei meccanismi di sostegno alle energie rinnovabili - nel settore elettrico, termico e dei trasporti - e all'efficienza energetica.

Fanno parte del gruppo GSE: la società **Ricerca sul Sistema Energetico (RSE)**, il **Gestore dei Mercati Energetici (GME)** e **l'Acquirente Unico (AU)**.

RSE è una società attiva nell'analisi, studio e ricerca applicata all'intero settore energetico con particolare riferimento ai progetti strategici nazionali di interesse pubblico generale, finanziati con il Fondo per la Ricerca di Sistema, e a finanziamento internazionale. I principali contenuti dei progetti RSE attengono all'evoluzione di metodi e tecnologie per la produzione energetica sostenibile, la distribuzione e lo stoccaggio dell'energia elettrica, gli scenari di sistema energetico in linea con gli obiettivi e gli indirizzi della politica energetica nazionale e i programmi energetici dell'UE.

GME è responsabile dell'organizzazione e della gestione economica del mercato elettrico, dei mercati dell'ambiente, del gas naturale e dei carburanti secondo criteri di neutralità, trasparenza e obiettività, nonché della gestione della piattaforma per la registrazione dei contratti a termine di compravendita di energia elettrica, conclusi al di fuori del mercato.

AU ha il ruolo di garantire la fornitura di energia elettrica ai clienti del mercato tutelato (fin quando questo segmento del mercato non sarà superato), e, per conto di ARERA gestisce lo Sportello per il consumatore per fornire assistenza ai clienti finali di energia elettrica e gas e il Servizio di Conciliazione per la risoluzione delle controversie tra clienti e operatori. AU, inoltre, tramite il Sistema Informativo Integrato (SII), è al centro dei flussi informativi relativi ai mercati liberalizzati dell'energia elettrica e del gas, disponendo di una banca dati dei punti di prelievo e dei dati identificativi dei clienti. Infine sono state attribuite alla società le funzioni e le attività di Organismo Centrale di Stoccaggio Italiano (OCSIT) per la gestione delle scorte petrolifere di sicurezza.

Anche l'**Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile (ENEA)**, ente di diritto pubblico finalizzato alla ricerca, all'innovazione tecnologica e alla prestazione di servizi avanzati nei settori dell'energia, dell'ambiente e dello sviluppo economico sostenibile, è vigilata dal Ministero dello Sviluppo Economico.

Vigilato dal Ministero dell'Ambiente è invece l'**Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA)**, ente pubblico che svolge attività di ricerca e sperimentazione, controllo, monitoraggio e valutazione, consulenza strategica, assistenza tecnica e scientifica, informazione, divulgazione, educazione e formazione, in materia ambientale, con riferimento alla tutela delle acque, alla difesa dell'ambiente atmosferico, del suolo, del sottosuolo, della biodiversità marina e terrestre e delle rispettive colture.

Un assetto necessariamente complesso, dunque, che, in vista degli obiettivi 2030, suggerisce un rafforzamento del coordinamento, per un'azione sinergica ai fini del perseguimento degli obiettivi.

Alla luce della ripartizione delle competenze stabilita dalla Costituzione, questo coordinamento chiama in causa in primo luogo Stato e Regioni.

Una modalità di raccordo per la condivisione e il raggiungimento di obiettivi nazionali assunti in ambito comunitario è stata sperimentata con riferimento agli obiettivi 2020 sulle fonti rinnovabili.

Il D.M. MiSE 15 marzo 2012 (c.d. Decreto burden sharing) fissa il contributo che, fermo restando la disponibilità di provvedimenti statali di sostegno, le diverse Regioni e Province autonome sono tenute a fornire ai fini del raggiungimento dell'obiettivo nazionale, attribuendo a ciascuna di esse specifici obiettivi regionali di impiego di FER al 2020. A ciascuna Regione è inoltre associata una traiettoria indicativa, in cui sono individuati obiettivi intermedi relativi agli anni 2012, 2014, 2016 e 2018. Questo approccio basato sulla ripartizione degli sforzi tra le diverse Regioni sarà proposto anche oltre il 2020 per assicurare la condivisione degli obiettivi e chiamare i governi territoriali a concorrere coerentemente al loro raggiungimento.

Più in generale, si intende costituire una struttura tecnico-politica di stimolo all'attuazione del Piano energia e clima che, anche con l'apporto degli organismi in precedenza richiamati, coinvolga attivamente i Ministeri dello Sviluppo Economico, dell'Ambiente, delle Infrastrutture e le Regioni e Province autonome; naturalmente, saranno coinvolti nell'azione anche altri Ministeri che, a vario titolo, hanno compiti direttamente funzionali all'attuazione delle misure: tra essi, i Ministeri dell'Economia, dei Beni Culturali, delle Politiche Agricole, dell'Istruzione e del Lavoro. La struttura potrà essere inoltre l'interfaccia per un dialogo ordinato con le associazioni rappresentative degli interessi imprenditoriali e dei lavoratori dei settori interessati, in modo da promuovere le misure con un approccio che distribuisca in modo equilibrato oneri e vantaggi della transizione energetica. Funzionale a tale struttura è anche l'Osservatorio PNIEC, di cui si è detto in altra sezione.

1.3 Consultazioni e coinvolgimento degli enti nazionali e dell'Unione ed esiti ottenuti

i. Partecipazione del Parlamento nazionale

La consultazione non è stata svolta adoperando un format predefinito, ma ci si è affidati agli strumenti di dialogo usuali, che si sono attivati grazie al fatto che la proposta di Piano è stata resa disponibile ai Presidenti di Camera e Senato, al Dipartimento per gli Affari Regionali e le Autonomie e all'ARERA.

In particolare, per quel che concerne il livello parlamentare, la Commissione X della Camera (Attività Produttive), nell'ambito dell'indagine, ha effettuato diverse decine di audizioni di soggetti, ricadenti nelle seguenti categorie:

- istituzionali (rappresentanti dei principali Ministeri coinvolti e delle autorità indipendenti operanti nel settore, rappresentanti della Commissione europea e del Parlamento europeo);
- principali operatori pubblici e privati del settore;
- principali associazioni no profit;
- associazioni di consumatori;
- associazioni di categoria;
- associazioni delle imprese e delle aziende di servizi pubblici locali operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas;
- esperti provenienti dal mondo accademico o da istituti di ricerca.

A seguito di queste audizioni, sono depositate alcune decine di memorie (prodotte da associazioni ambientaliste e di categoria, imprese e istituzioni ed enti di ricerca).

A novembre 2019 il Ministro dello Sviluppo Economico (proponente della proposta di PNIEC insieme ai Ministri dell'Ambiente e delle Infrastrutture) ha riferito alla X Commissione della Camera sul percorso seguito e sull'organizzazione tecnica sottostante. Egli ha poi illustrato i punti salienti della consultazione pubblica, del confronto con le Regioni e, non da ultimo, delle raccomandazioni della Commissione europea, esponendo gli orientamenti in merito all'accoglimento di talune proposte, nonché per l'adeguamento alle citate raccomandazioni.

A dicembre 2019, nell'ambito della discussione per la conversione in legge del D.L. Clima, la Camera dei Deputati ha approvato, con parere favorevole del Governo, diverse mozioni, presentate da esponenti di diversi schieramenti politici, sia di maggioranza che di opposizione. Per quanto più direttamente connesso a questo Piano, tali mozioni, pure con diversi accenti e sensibilità, impegnano il Governo ad agire su diversi fronti per favorire la transizione energetica, hanno come elementi comuni la spinta alla transizione energetica, all'economia circolare e alle connesse esigenze di evoluzione del sistema produttivo, con attenzione alla sostenibilità economica e sociale, talora con condivisione della neutralità carbonica al 2050 e con invito a rafforzare le misure per l'attuazione del PNIEC.

Seppure non si tratti di un organo parlamentare, si ritiene opportuno riferire qui anche del position paper del Ministero delle Politiche Agricole Alimentari Forestali e del turismo. In tale documento si sottolinea l'importanza del settore delle bioenergie, tenuto conto dell'ampia disponibilità (biomasse residuali, agricole e forestali, colture di secondo raccolto e di copertura), dell'opportunità di una loro valorizzazione energetica, della capacità di mitigazione degli effetti del cambiamento climatico attraverso l'assorbimento della CO_2 garantito dalle filiere delle biomasse. Per quanto riguarda la produzione elettrica, si sostiene che gli attuali livelli di produzione possano

essere mantenuti al 2030. Relativamente alla produzione di energia termica, lo stesso Ministero ritiene debba essere sostenuta un'ulteriore crescita del contributo delle bioenergie al 2030 rispetto agli attuali livelli, favorendo un'ampia valorizzazione dell'accrescimento forestale. Per quanto attiene, infine, al settore dei trasporti, ritiene che ci siano le condizioni per puntare con decisione allo sviluppo dei biocarburanti avanzati e in particolare del biometano da matrici agro-zootecniche.

ii. Partecipazione delle autorità locali e regionali

In virtù dell'assetto costituzionale dell'Italia, le Regioni hanno un ruolo fondamentale per il raggiungimento degli obiettivi in materia di energia e di clima. Parimenti significativo è il ruolo degli enti locali.

La proposta di PNIEC è stata dunque oggetto di un prolungato confronto con le Regioni e con gli enti locali. Il confronto si è svolto nell'ambito della Conferenza Unificata Stato Regioni-Città e autonomie locali coinvolgendo i Ministeri dello Sviluppo Economico, dell'Ambiente e delle Infrastrutture, tutte le Regioni (attraverso gli esperti di energia e ambiente) e l'associazione dei comuni italiani. In questo confronto sono state presentati ed esaminati commenti e integrazioni, predisposti anche alla luce delle raccomandazioni della Commissione europea, da inserire nella versione finale dello stesso.

Da un punto di vista formale, la Conferenza Unificata si è espressa sul PNIEC con parere positivo con Atto n. 137/CU del 18 dicembre 2019.

Infine, il Ministero dello Sviluppo Economico ha avviato un tavolo di lavoro tecnico sul tema del phase out del carbone dalla produzione elettrica, poi articolato per aree di mercato elettrico oltre a un tavolo specifico per la Sardegna, con coinvolgimento di tutte le Regioni interessate, oltre che degli operatori e delle parti sociali. Le attività sul tema, ancora in corso, sono finalizzate a individuare condizioni, percorsi accelerati e modalità per il phase out, mantenendo in sicurezza il sistema e prospettando soluzioni per far fronte alle esigenze occupazionali conseguenti al phase out.

iii. Consultazioni con le parti interessate, comprese le parti sociali, e impegno della società civile e del pubblico

Gruppi tematici di esperti

Questa consultazione era mirata ad acquisire opinioni, critiche e proposte sulle misure individuate riferite ai temi della proposta di Piano a più elevato contenuto tecnico, quali sicurezza, mercato, ricerca e competitività. Sono stati invitati a partecipare soggetti esperti, che ricoprono in alcuni casi un ruolo terzo come le autorità indipendenti, soggetti operanti sulla base di una concessione pubblica come i TSO e i distributori, oltre a enti di ricerca e Università che operano nei settori contenuti nella proposta di piano, esperti indipendenti, associazioni di lavoratori o altri soggetti che non hanno interessi immediati e diretti, come le associazioni settoriali particolarmente rappresentative.

La partecipazione al gruppo tematico di esperti, che ha visto giungere i contributi di 30 soggetti per un totale di quasi 500 risposte alle 49 domande formulate ad hoc, non precludeva la partecipazione anche alla consultazione pubblica.

Il 45% delle 485 risposte fornite riguarda due sole tematiche: trasporti e rinnovabili elettriche. Tra le indicazioni prevalenti emerse, vi è la necessità di promuovere gli accumuli per consentire la partecipazione degli stoccaggi e della generazione distribuita al mercato del bilanciamento e del dispacciamento, lo sviluppo della mobilità elettrica e della filiera del biometano avanzato e l'utilizzo di strumenti di supporto market based con un ridotto impatto in bolletta.

Consultazione pubblica on line

Mediante un portale on line dedicato, si è inteso offrire a tutti (cittadini, imprese, associazioni di lavoratori, di categoria, no profit, professionisti del settore, istituti finanziari e fondi di investimento, ecc.) ma anche, ove ritenuto necessario, a coloro che hanno partecipato ai gruppi tematici di esperti, la possibilità di formulare osservazioni, critiche e proposte alla proposta di piano.

La consultazione pubblica on line, rimasta aperta dal 20 marzo al 5 maggio 2019, è stata orientata a raccogliere commenti e proposte soprattutto sulle misure individuate nella proposta di piano. È stato possibile rispondere anche solo ad alcune delle domande, sulla base dei temi che si ritenevano di maggiore interesse.

Si è trattato del canale consultivo che è stato maggiormente impiegato in questa consultazione della proposta di piano, grazie all'accessibilità on line garantita dal portale del MiSE predisposto ad hoc per il PNIEC (energiaclima2030.mise.gov.it) ed ha offerto una gran quantità di spunti di analisi: hanno risposto in totale 207 soggetti (di cui 92 cittadini e 115 tra associazioni, imprese e organizzazioni), per quasi 3.500 risposte complessive fornite alle 46 domande del format della consultazione pubblica on line.

Il 46% delle 3.491 risposte fornire riguarda tre tematiche: FER elettriche grandi impianti, sicurezza e infrastrutture e FER termiche ed efficienza energetica.

Tra gli argomenti più stressati nelle sezioni concernenti le FER elettriche vi sono le posizioni espresse a favore dell'autoconsumo, anche in forma collettiva mediante l'abilitazione di configurazioni multi-utente nell'ambito di comunità energetiche; argomenti ampiamente sottolineati riguardano poi la promozione di soggetti aggregatori della domanda e dell'offerta nell'ambito dei PPA e lo sviluppo di un contesto che consenta il pieno sviluppo delle tecnologie di accumulo, specialmente mediante pompaggi e batterie, ma senza trascurare le nuove frontiere del power to gas; sul fronte dei trasporti, si auspicano interventi atti a stimolarne una maggiore elettrificazione, in cui si attende un ruolo di primo piano per sistemi di ricarica smart e vehicle to grid. Si auspica inoltre la semplificazione dei procedimenti autorizzativi, anche favorendo un framework di riferimento unitario, e la revisione dei sussidi alle fonti fossili, in ottica di una graduale riduzione degli stessi, per favorire la competitività delle FER.

Per quanto riguarda l'integrazione delle FER nei territori è emersa in modo lampante la volontà di procedere a una mappatura puntuale, di concerto con gli enti locali, dei potenziali esistenti e delle aree a maggiore vocazione energetica, per condividere e analizzare l'entità delle aree disponibili per le future installazioni di impianti. In merito alla gestione della governance con gli stakeholders coinvolti, è emersa una convergenza unanime verso un maggior coinvolgimento consapevole dei cittadini, ricorrendo ad esempio all'esperienza francese del debat public e a una semplificazione e standardizzazione complessiva delle procedure autorizzative collegate alle nuove installazioni e al revamping dell'esistente.

In merito ai trasporti, si rimarca la necessità di tutelare la filiera nazionale dei biocarburanti, che sfrutta in primis oli e grassi animali e vegetali, unitamente al riconoscimento di un maggiore peso nei trasporti del biometano. Altri aspetti importanti riguardano il ruolo del GNL in diversi settori economici e quello del potenziamento del TPL, in vista di una generale crescita delle tante forme di mobilità collettiva e sostenibile, con una via preferenziale di espansione da accordare ai veicoli elettrici.

Per quanto concerne la sezione concernete l'efficienza energetica si rimarca la necessità di rafforzare i meccanismi di promozione previsti nel Piano (detrazioni fiscali, Certificati Bianchi, Conto Termico, Fondo Nazionale per l'efficienza Energetica), ponendo una maggiore attenzione agli aspetti legati alle performance energetiche e ambientali degli interventi. Si suggerisce di specializzare gli strumenti di incentivazione per essere efficaci in determinati settori, evitando così

concorrenza e sovrapposizione tra i diversi meccanismi. Importanza è anche attribuita alle misure di tipo formativo e informativo e alle iniziative che favoriscono i cambiamenti comportamentali.

Consultazione nella Valutazione Ambientale Strategica

La normativa europea stabilisce, con la Direttiva 2001/42/CE, il principio secondo cui tutti i piani e i programmi che possano avere effetti significativi sull'ambiente debbano essere sottoposti a un processo di Valutazione Ambientale Strategica (VAS).

La metodologia VAS ha come obiettivo primario quello di "garantire un elevato livello di protezione dell'ambiente e di contribuire all'integrazione di considerazioni ambientali all'atto dell'elaborazione e adozione di piani e programmi al fine di promuovere lo sviluppo sostenibile".

Ai fini dell'avvio ufficiale della procedura di VAS del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima sono stati individuati quali autorità proponenti i Ministeri che hanno collaborato alla redazione dello stesso, ovvero il Ministero dello sviluppo economico, il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti.

La procedura ha visto lo svolgimento di due fasi di consultazione:

- la consultazione sul Rapporto Preliminare Ambientale (Rapporto di Scoping) che ha avuto una durata di 30 giorni, raccogliendo le osservazioni e suggerimenti di 53 soggetti competenti in materia ambientale;
- la fase di consultazione pubblica sul Rapporto Preliminare Ambientale estesa alle amministrazioni e al pubblico. Tale consultazione ha avuto una durata di 60 giorni, raccogliendo le osservazioni di circa 40 soggetti.

In linea con le diverse osservazioni pervenute nel corso della consultazione pubblica sul Rapporto ambientale, tra le quali si segnalano la coerenza con le pianificazioni/programmazioni ambientali regionali, l'esigenza di proporre criteri per l'attuazione degli interventi sul territorio il cui rispetto può essere oggetto del monitoraggio e la possibilità di stabilire set di indicatori minimi per tipologia di misura (standardizzati nella loro definizione e modalità di raccolta dati), è stato elaborato il Piano di monitoraggio ambientale che accompagna, con la Dichiarazione di sintesi, il PNIEC.

Il monitoraggio ambientale seguirà l'intero ciclo di vita del PNIEC e consentirà di verificare il perseguimento degli obiettivi di sostenibilità ambientale individuati nel percorso di VAS e di controllare gli effetti significativi sull'ambiente conseguenti all'attuazione del Piano stesso così da individuare effetti negativi imprevisti e adottare le opportune misure correttive.

Gli effetti che verranno monitorati sono gli effetti ambientali positivi complessivi - riduzione delle emissioni climalteranti, miglioramento della qualità dell'aria, diminuzione dell'esposizione della popolazione all'inquinamento atmosferico e ai fattori di rischio connessi ai cambiamenti climatici, miglioramento delle condizioni qualitative di vita connesse all'efficientamento energetico degli edifici - e gli effetti ambientali negativi, che possono derivare dalla realizzazione delle misure nelle diverse aree del Paese, aggregati a livello di Piano.

Il monitoraggio ambientale verrà realizzato attraverso la collaborazione strutturata tra MATTM, MiSE, Regioni e Province autonome, avvalendosi del sistema delle agenzie ambientali e dell'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (SNPA).

Il monitoraggio ambientale potrà concorrere alla predisposizione delle relazioni intermedie nazionali integrate sull'energia e il clima, previste dall'articolo 17 del Regolamento (UE) 2018/1999 Governance, in particolare ai fini di quanto stabilito al paragrafo 1, lettera e) del medesimo articolo 17.

La Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto Ambientale VIA e VAS ha provveduto all'istruttoria tecnica di competenza, analizzando e valutando il Piano e il rapporto ambientale ed esaminando le osservazioni, obiezioni e suggerimenti pervenuti, i pareri delle altre amministrazioni e quelli dei soggetti competenti in materia ambientale. L'istruttoria tecnica si è conclusa con il parere n. 3192 del 15 novembre 2019. Si è quindi proceduto, sulla base degli esiti della consultazione pubblica relativa al Rapporto Ambientale, dei pareri espressi da parte del Ministero per i Beni e le Attività Culturali e dell'autorità competente, alla predisposizione del piano di monitoraggio ambientale, di cui si è riferito in precedenza, nonché alle conseguenti integrazioni del PNIEC, tra le quali si segnalano: la elaborazione di una tabella che mette in relazione le misure con gli obiettivi e i target di Piano, l'inserimento di misure di riduzione del consumo di territorio per la nuova capacità di fotovoltaico, il miglioramento della fornitura del servizio eco sistemico, le politiche di rafforzamento del TPL e l'integrazione con il Programma Nazionale di Controllo dell'Inquinamento Atmosferico.

iv. Consultazioni con altri Stati membri

Nel corso del 2019 sono state avviate le prime consultazioni con i Paesi vicini; a seguito di preliminari interlocuzioni si è proceduto a organizzare a luglio 2019 una riunione congiunta con i quattro Paesi del quadrante transfrontaliero orientale: Slovenia, Ungheria, Croazia e Austria, che ha visto altresì la partecipazione di rappresentanti della Commissione europea. A inizio settembre 2019 si è tenuto un incontro con i rappresentanti di Malta. È stato dunque avviato un percorso di confronto e collaborazione che proseguirà nel 2020 e anche successivamente.

Inoltre, il 26 novembre 2019, è stato firmato un Memorandum d'Intesa tra il Ministro dello Sviluppo Economico italiano e il Vice Ministro dell'Energia e dell'Ambiente ellenico con l'obiettivo di favorire la cooperazione energetica tra i due Paesi. L'accordo siglato mira a stabilire un quadro di riferimento comune tra Italia e Grecia per promuovere partenariati industriali volti alla sostenibilità, e alla sicurezza delle forniture energetiche. alla diversificazione e alla sicurezza delle forniture energetiche. L'accordo, inoltre, prevede di rafforzare ulteriormente la collaborazione tra i gestori dei sistemi di trasmissione e distribuzione del gas e dell'elettricità dei due Paesi, mediante nuovi partenariati strategici industriali.

v. Processo iterativo con la Commissione

L'Italia ha preso parte attivamente a tutti gli incontri del Technical Working Group on NECPs tenutisi tra il 2018 e il 2019, nel corso dei quali si è stabilito un confronto con la CE e con gli altri Stati membri sui singoli punti costituenti i Piani nazionali. In tale ambito la Commissione ha ritenuto il PNIEC italiano, ben sviluppato. Nel corso degli incontri, l'Italia è stata spesso individuata come esempio di buone pratiche ed è stata invitata a esporre il proprio approccio su diversi ambiti e dimensioni.

Con la Comunicazione del 18 giugno 2019, pubblicata poi nella Gazzetta UE del 3 settembre 2019, recante la valutazione delle proposte di piani presentate dagli Stati membri per attuare gli obiettivi dell'Unione dell'energia, la Commissione ha emanato le raccomandazioni specifiche per i singoli Stati membri.

Per quanto riguarda l'Italia, la CE ha raccomandato, con riferimento all'obiettivo del 30% di FER entro il 2030, l'adozione di politiche e misure dettagliate e quantificate, in linea con gli obblighi imposti dalla Direttiva 2018/2001, così da poter raggiungere l'obiettivo con tempestività ed efficacia in termini di costi. Inoltre, è stato chiesto di elevare il livello di ambizione per le fonti rinnovabili nel settore del riscaldamento e del raffrescamento, così da conseguire l'obiettivo fissato

all'articolo 23 della Direttiva. Un'altra richiesta concerne la formulazione di misure più dettagliate per conseguire l'obiettivo delle FER nel settore dei trasporti.

Sul fronte dell'efficienza energetica, è stato chiesto di accertare che gli strumenti politici elencati nella proposta del PNIEC permettano risparmi adeguati anche nel periodo 2021-2030. La Commissione ha richiesto un impegno particolare per quanto concerne le misure di efficienza energetica nell'edilizia (per gli edifici pubblici e privati, nuovi ed esistenti) e nei trasporti, settori nei quali potrebbero essere presenti considerevoli potenzialità inespresse di risparmio.

In termini di emissioni e qualità dell'aria sono stati richiesti chiarimenti su come si intende soddisfare la "no debit rule" in ambito LULUCF e un'analisi quantitativa sull'interazione delle politiche con la qualità dell'aria.

Per quanto concerne la sicurezza sono state richieste delucidazioni su come si concilia la centralità del gas con la decarbonizzazione, sullo stato di avanzamento di alcune infrastrutture gas e sulle misure di diversificazione e riduzione della dipendenza energetica dall'estero.

Per la dimensione mercato è richiesto di definire le misure per raggiungere gli obiettivi di flessibilità, market coupling e riduzione della differenza di prezzo e di valutare l'impatto del capacity market e del sostegno alle FER sui prezzi.

Infine, per quanto concerne la cooperazione regionale è stata richiesta una consultazione con Paesi limitrofi per interconnessioni gas CESEC e politiche coordinate per gli approvvigionamenti attraverso il mar Adriatico e l'area del Mediterraneo; inoltre, si richiede un elenco delle azioni e dei piani previsti per l'eliminazione graduale delle sovvenzioni ai combustibili fossili.

Quanto oggetto di raccomandazioni trova riscontro nelle integrazioni apportate nel corso del 2019 al testo del presente documento, tenendo conto anche delle novità normative emerse nel contesto nazionale ed europeo nell'ultimo anno e degli esiti della consultazione effettuata sulla proposta di piano.

1.4 Cooperazione regionale per la preparazione del piano

i. Elementi soggetti a una pianificazione congiunta o coordinata con altri Stati membri

L'incontro del 4 luglio 2019 di cui si è riferito al punto iv. del paragrafo precedente ha fatto emergere l'opportunità di intensificare le interlocuzioni nei seguenti ambiti:

- gruppo interconnessione gas nell'Europa centrale e sudorientale (CESEC);
- nuovi progetti e infrastrutture nell'Adriatico.

Con riferimento alle tematiche emerse per ulteriori confronti bilaterali tra i Paesi coinvolti si sono individuati i seguenti assi di collaborazione:

- scambio di buone pratiche e cooperazione sui carburanti alternativi nei trasporti, sulle fonti energetiche rinnovabili e sull'EE;
- isole minori come laboratori per lo sviluppo delle FER;
- sperimentazione smart grids;
- nuovi progetti infrastrutturali transfrontalieri;
- integrazione efficiente dei mercati dell'energia elettrica e governance;
- piani condivisi di gestione dei rischi per il sistema elettrico e gas;
- povertà energetica;
- sviluppo dell'idrogeno.

Con Malta un primo incontro tecnico è avvenuto l'11 settembre 2019 con l'intento di individuare argomenti di potenziale interesse comune e lo scambio di best practice. Lo scambio ha consentito di individuare le seguenti aree d'interesse comune:

- prospettive di sviluppo del mercato elettrico italiano;
- proiezioni per i prezzi del gas;
- scambio di best practice rispetto allo sviluppo del biometano in Italia;
- metodologia di contabilizzazione del raffrescamento rinnovabile;
- obiettivo indicativo di energie rinnovabili nel settore del riscaldamento e raffrescamento;
- potenziale sviluppo di progetti innovativi di energia rinnovabile attraverso fondi europei;
- potenziale interesse per scambi statistici di energia rinnovabile.

Per quanto riguarda il rafforzamento della cooperazione energetica con la Grecia, si rinvia a quanto detto al punto iv. del paragrafo precedente.

ii. Spiegazione del modo in cui il piano prende in considerazione la cooperazione regionale

Gli elementi menzionati in precedenza rappresentano alcuni dei punti di contatto esistenti tra le bozze dei piani dei diversi paesi. Prossimamente sarà necessario approfondire con gli altri Stati membri la possibilità di sviluppare progetti congiunti o sinergici su queste tematiche. L'Italia sulla base di questi primi incontri ha valutato con interesse i seguenti temi:

- infrastrutture di approvvigionamento energetico e impianti off shore nel Mar Adriatico sui quali potrebbero convergere interessi comuni a più paesi;
- politiche per lo sviluppo sostenibile delle forniture energetiche nelle Isole Minori, con scambio di buone pratiche;
- politiche e misure per mitigare la povertà energetica (es. Slovenia);
- sviluppo dell'impiego di idrogeno (es. Austria).

Per altri progetti (trasferimento statistico, progetti FER comuni in mare, ecc.) si individueranno in corso d'opera le iniziative da sviluppare nei prossimi anni a livello bilaterale. Alcune sperimentazioni in tal senso si stanno valutando, in via preliminare, nell'ambito del raggiungimento degli obiettivi al 2020, nel cui contesto alcuni Paesi hanno sondato la disponibilità dell'Italia a effettuare un trasferimento statistico, ovverosia a cedere il probabile surplus che l'Italia manifesterà rispetto al raggiungimento del proprio obiettivo di quota dei consumi soddisfatti dalle fonti rinnovabili al 2020.

2 OBIETTIVI E TRAGUARDI NAZIONALI

2.1 Dimensione della decarbonizzazione

2.1.1 Emissioni e assorbimenti di gas a effetto serra[2]

i. Elementi di cui all'articolo 4, lettera a, punto 1

(1) Per quanto riguarda emissioni e assorbimenti di gas a effetto serra, al fine di contribuire alla realizzazione dell'obiettivo di ridurre le emissioni di gas a effetto serra in tutta l'Unione:

i) l'obiettivo nazionale dello Stato membro in merito alle emissioni di gas a effetto serra e i limiti annuali nazionali vincolanti a norma del Regolamento (UE) 2018/842;

ii) gli impegni dello Stato membro a norma del Regolamento (UE) 2018/841;

iii) se applicabile per conseguire gli obiettivi e i traguardi dell'Unione dell'energia e gli impegni a lungo termine dell'Unione relativi alle emissioni di gas a effetto serra conformemente all'accordo di Parigi, altri obiettivi e traguardi, compresi quelli settoriali e di adattamento

L'obiettivo di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra al 2030 di almeno il 40% a livello europeo rispetto al 1990 è ripartito tra i settori ETS (industrie energetiche, settori industriali energivori e aviazione) e non ETS (trasporti, residenziale, terziario, industria non ricadente nel settore ETS, agricoltura e rifiuti) che dovranno registrare rispettivamente un -43% e un -30% rispetto all'anno 2005.

Le emissioni di gas a effetto serra (GHG) da usi energetici rappresentano l'81% del totale nazionale pari, nel 2016, a circa 428 milioni di tonnellate di CO_2 equivalente [Mt CO_2eq] (inventario nazionale delle emissioni di gas a effetto serra, escluso il saldo emissioni/assorbimenti forestali). La restante quota di emissioni deriva da fonti non energetiche, essenzialmente connesse a processi industriali, gas fluorurati, agricoltura e rifiuti.

La tabella seguente fornisce un quadro sintetico del peso di ciascun settore in termini di emissioni di GHG (Mt CO_2eq) nel periodo 2005-2016.

[2] *Deve essere assicurata la coerenza con le strategie a lungo termine ai sensi dell'articolo 15.*

Tabella 5 - Evoluzione delle emissioni per settore nel periodo 2005-2016 (Emissioni di GHG, Mt di CO_2eq) [Fonte: ISPRA]

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
DA USI ENERGETICI, di cui:	**480.2**	**471.6**	**463.5**	**454.2**	**408.6**	**417.2**	**404.7**	**387**	**360**	**345.1**	**352.5**	**347.1**
Industrie energetiche	161.3	161.9	161.6	158.1	133.4	134	132.7	128.3	108.8	100.2	105.8	104.4
Industria	83.9	78.9	75.7	72.3	55.8	62.6	61.5	55.6	51.6	52.6	50.9	47.9
Trasporti*	128	129.2	129.2	122.2	116.5	115.2	114.1	106.5	103.8	108.6	106	104.5
Residenziale e commerciale	86.9	82.6	78.7	83.7	85.1	87.8	79.2	80.1	79	67.4	74.1	74.7
Agricoltura	9.3	9.1	8.7	8.4	8.5	8.1	7.9	7.6	7.5	7.5	7.7	7.8
Altro	10.7	9.8	9.5	9.5	9.3	9.5	9.3	8.9	9.1	8.7	8	7.8
DA ALTRE FONTI, di cui:	**100.7**	**95.8**	**96.5**	**92.5**	**86.8**	**86.8**	**86.7**	**84.6**	**81.3**	**80.2**	**80.3**	**80.8**
Processi industriali/gas fluorurati	46.7	42.8	43.1	40.6	35.4	36.4	36.6	33.8	32.8	32.4	32.3	32.1
Agricoltura	32.1	31.7	32.4	31.4	30.8	30.1	30.3	30.9	29.7	29.2	29.4	30.4
Rifiuti	21.9	21.4	21	20.5	20.6	20.4	19.8	19.9	18.7	18.5	18.6	18.3
TOTALE	**580.9**	**567.4**	**559.9**	**546.6**	**495.4**	**504**	**491.4**	**471.6**	**441.2**	**425.3**	**432.9**	**427.9**
Di cui soggetto a ESR	**330.5**	**320.9**	**315.1**	**314.6**	**299.3**	**301.5**	**291.2**	**282.9**	**274.4**	**270.4**	**274.5**	**270.6**

*Il dato sulla navigazione è riferito alle navi nazionali e ai movimenti nei porti, le navi internazionali non sono incluse

Mentre per i settori ETS l'obiettivo è a livello europeo, essendo il sistema applicato a tutti gli Stati membri in maniera armonizzata e centralizzata, l'obiettivo di riduzione di gas a effetto serra relativo ai settori ricadenti nell'ambito di applicazione del Regolamento Effort Sharing viene suddiviso tra i vari Stati membri.

Il Regolamento (UE) 2018/842 relativo alle riduzioni annuali vincolanti delle emissioni di gas serra a carico degli Stati membri nel periodo 2021-2030 come contributo all'azione per il clima per onorare gli impegni assunti a norma dell'accordo di Parigi (Regolamento Effort Sharing) prevede un obiettivo di riduzione per l'Italia nei settori non ETS pari al -33% rispetto ai livelli del 2005. Tale obiettivo dovrà essere raggiunto secondo una traiettoria lineare di riduzione che determinerà ogni anno un cap alle emissioni.

Per il raggiungimento del target ESR gli Stati membri potranno avvalersi, entro certi limiti, di meccanismi di flessibilità che consentono di gestire la traiettoria di riduzione (operazioni di banking e borrowing intra-periodo) ed effettuare trasferimenti di quote di emissione con altri Stati membri. A questi strumenti si aggiunge una ulteriore flessibilità legata alla contabilizzazione dell'assorbimento netto di CO_2 eq del settore forestale (LULUCF - Land Use, Land Use Change and Forestry). Tale operazione è consentita solo a condizione che vengano rispettati gli impegni ai sensi del Regolamento (UE) 2018/841 (Regolamento LULUCF) ovvero che venga garantita la neutralità tra emissioni e assorbimenti sul territorio nazionale (cosiddetta regola del "No debit"). In ogni caso, la quantità cumulativa considerata per l'Italia per tutti gli anni del periodo compreso tra il 2021 e il 2030 non potrà superare la quantità massima degli assorbimenti totali netti pari a 11,5 Mt di CO_2 eq.

La tabella riportata di seguito fornisce una indicazione quantitativa sulla collocazione nazionale rispetto agli obiettivi concordati in sede europea rispettivamente al 2020, nonché l'obiettivo al 2030.

Tabella 6 - Obiettivi emissioni ETS e ESR

	Obiettivo 2020	Scenario 2020	Obiettivo 2030	Scenario 2030
Emissioni ETS	-21%	-42%	-43%	-55,9%*
Emissioni ESR	-13%	-21%	-33%	-34,6%*

* Riduzioni conseguibili qualora si realizzassero i benefici attesi dall'attuazione di tutte le politiche e misure indicate al successivo capitolo 3 del presente Piano

Con riferimento al 2020, le proiezioni mostrano che l'Italia ha superato in maniera significativa il livello atteso di riduzione delle emissioni sia nel settore ETS sia in quello non ETS. In particolare, dagli ultimi dati disponibili dell'inventario nazionale al 2016, le emissioni di gas a effetto serra, per il comparto non ETS, indicano una riduzione di circa il 18% rispetto al 2005 che, al 2020, dovrebbe arrivare a circa il -21% facendo registrare un "overachievement" pari a 246 Mt CO_2eq cumulate per l'intero periodo 2013-2020.

Considerando il target al 2030, trova conferma il calo delle emissioni rispetto all'obiettivo aggregato europeo nel comparto ETS, favorito dal phase out del carbone nella produzione termoelettrica e dall'accelerazione sul fronte delle rinnovabili sempre nel settore elettrico.

Con riferimento al comparto non ETS, per rispettare la traiettoria emissiva del periodo 2021-2030, che dovrà portare a una riduzione del 33% rispetto ai livelli del 2005, sarà necessaria una riduzione minima cumulativa delle emissioni pari a circa 142 Mt CO_2eq rispetto a quanto ottenibile con le politiche già in essere, da conseguirsi prevalentemente nei settori trasporti, civile e industria.

La seguente figura indica l'andamento delle emissioni dei settori non ETS previsto qualora si realizzino i benefici attesi dall'attuazione di tutte le politiche e misure indicate al successivo capitolo 3 del presente Piano. La tabella successiva riporta il dettaglio per i singoli settori.

Figura 5 - Andamento storico delle emissioni nei settori non ETS e scenari futuri a politiche correnti e PNIEC (Mt di CO_2eq) [Fonte: ISPRA]

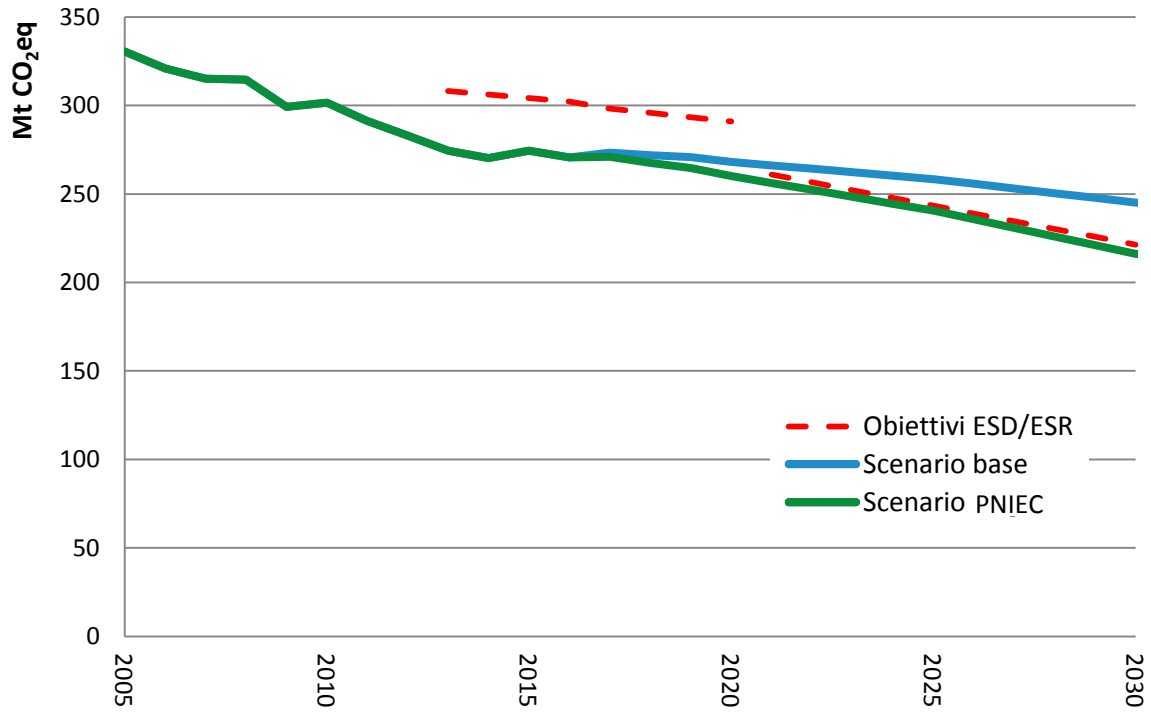


Tabella 7 - Andamento storico delle emissioni nei settori non ETS e scenari futuri a politiche correnti e PNIEC (Mt di CO_2eq)

Anno	2005	2015	2020		2025		2030	
Settore			scenario		scenario		scenario	
			Base	PNIEC	Base	PNIEC	Base	PNIEC
Industria (incl. processo e F-gas)	55	42	42	41	39	37	36	34
Civile	87	73	72	72	67	61	65	52
Agricoltura (consumi energetici)	9	8	8	8	7	7	7	7
Trasporti	125	103	100	95	101	92	93	79
Agricoltura (allevamenti/coltivazioni)	32	29	31	31	31	31	31	31
Rifiuti	22	19	16	16	14	14	13	13
Totale	330	274	268	263	258	242	245	216
Obiettivo -33% al 2030			291	291	243	243	221	221

Guardando al dettaglio dei singoli settori, il contributo più significativo è rappresentato dai settori dei trasporti e del civile (residenziale e terziario).

Nel civile, la riduzione delle emissioni al 2030 rispetto al 2005, nello scenario del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) è pari a circa 35 $MtCO_2$eq e riflette l'accelerazione attesa nel ritmo di efficientamento degli edifici esistenti, rafforzata da una maggiore diffusione di interventi di riqualificazione profonda e dall'applicazione di tecnologie particolarmente performanti.

Per il settore dei trasporti, l'effetto sulle emissioni (con una riduzione rispetto al 2005 pari a circa 46 $MtCO_2$eq nello scenario PNIEC) è imputabile, oltre che alla graduale e naturale sostituzione del parco veicolare, innanzitutto allo sviluppo della mobilità condivisa/pubblica e alla progressiva diffusione di mezzi caratterizzati da consumi energetici ridotti e da emissioni di CO_2 molto basse o pari a zero. Alle emissioni da usi energetici dei combustibili fossili si aggiungono quelle di origine non energetica che, tuttavia, forniranno un contributo relativamente contenuto al processo di decarbonizzazione.

Le emissioni da processi industriali interessano essenzialmente le produzioni di cemento, di calce e di acciaio e i gas fluorurati. Le prime non sono facilmente comprimibili in quanto direttamente proporzionali alle quantità prodotte, peraltro già basse dopo la prolungata fase di contrazione economica. Sui gas fluorurati, invece, un effetto di contenimento deriverà dalla completa esecuzione del Regolamento (UE) n. 517/2014, che prevede, tra le altre cose, il divieto di uso di alcuni gas a più alto potenziale di riscaldamento globale e la sostituzione con prodotti che presentano un minore impatto sul clima.

Nel settore dei rifiuti, le emissioni sono connesse soprattutto alla quantità totale prodotta, alla quota di sostanze biodegradabili conferite in discarica e alle percentuali di recupero del metano dal gas di discarica. In questo caso è attesa una riduzione relativamente significativa delle emissioni, pari a circa 9 $MtCO_2$eq, che dovrebbe realizzarsi con la progressiva implementazione di obiettivi e piani di gestione rifiuti già approvati. La legislazione nazionale infatti prevede un obiettivo di raccolta differenziata molto ambizioso pari al 60% al 2030, che rappresenta il motore principale delle politiche di gestione dei rifiuti in Italia. Grazie a questo obiettivo (ancora non raggiunto in maniera uniforme a livello nazionale) è stato possibile ottenere elevate percentuali di riciclo dei rifiuti urbani perfettamente in linea con l'obiettivo comunitario di riciclo al 2020 pari al 50%.

Nel comparto agricoltura, le emissioni riflettono l'andamento di fattori quali il numero e il tipo di animali da allevamento, la variazione delle superfici coltivate e della tipologia di colture nonché l'uso dei fertilizzanti contenenti azoto. Queste variabili sono sensibili a cambiamenti delle pratiche agricole così come delineate dalla Politica Agricola Comune e nei Piani di Sviluppo Rurale. Negli ultimi dieci anni questo comparto, sul piano emissivo, è comunque restato relativamente stabile, solo marginalmente influenzato dalla produzione di biogas e dalla riduzione/cambiamento nell'uso dei fertilizzanti. Dal settore si attende una riduzione complessiva di circa 2 $MtCO_2eq$.

Con riferimento al settore forestale, il contributo è limitato da quanto previsto dalla flessibilità LULUCF del Regolamento ESR (11,5 $MtCO_2eq$ per tutto il periodo 2021-2030) e dalla regola del cosiddetto "no-debit" del Regolamento LULUCF (Regolamento UE 2018/841). Negli ultimi 25 anni, i cambiamenti nell'uso del suolo in Italia hanno portato all'aumento della superficie forestale (+23%), di zone umide (+2%) e di area insediativa (+42%); si osserva inoltre una riduzione dell'area di pascolo (-5%) e dell'area coltivata (-18%) rispetto al 1990. L'Italia ha un ricco patrimonio biologico forestale con diversi tipi di paesaggio (da tipo continentale a mediterraneo). La superficie terrestre italiana appartenente alla categoria "Foresta" era di circa 7.590 kha nel 1990; 8.369 kha nel 2000; 9.032 kha nel 2010; e 9.305 kha nel 2015, pari al 31% della superficie nazionale.

Nella tabella seguente sono riportati gli assorbimenti e le emissioni di gas serra, in $ktCO_2eq$, del settore LULUCF, stimate sulla base della metodologia IPCC, così come comunicati alla Commissione europea nell'ambito del Meccanismo di Monitoraggio (MMR) delle emissioni di gas a effetto serra (Regolamento EU 525/2013).

Tabella 8 - Proiezioni per categorie LULUCF ($ktCO_2eq$) [Fonte: ISPRA]

	2005	2015	2020	2025	2030	2035
LULUCF (Land Use, Land-USeChange and Forestry	-28.383	-39.379	-25.980	-22.767	-23.429	-26.228
Aree forestali	-34.477	-39.922	-27.519	-23.075	-22.749	-24.382
Aree coltivate	1.459	2.160	1.059	975	891	806
Pascoli	-2.643	-6.926	-4.341	-4.478	-4.785	-5.096
Zone umide	8	130	167	230	292	355
Aree insediative	7.801	4.956	4.561	3.902	3.244	2.585
Altre aree	0	0	0	0	0	0
Prodotti della gestione forestale	-531	223	93	-321	-321	-497

Guardati su un orizzonte temporale più esteso, questi stessi numeri su emissioni/assorbimenti rendono l'idea del percorso che sarà necessario fare dopo il 2030 per completare la transizione verso la neutralità climatica. In continuità con il quadro tracciato, da un lato, sarà necessario aggredire i comparti dove le emissioni sono più difficili da abbattere, in particolare quelle di fonte "non-energetica" (a cominciare dai processi industriali e dall'agricoltura) e, dall'altro, sarà necessario spingere per completare la decarbonizzazione degli "usi energetici" (ivi inclusi quelli più "diffusi" come i trasporti). Tale prospettiva è coerente con una Strategia di lungo termine che prevede l'applicazione di nuove tecnologie, il progressivo adeguamento delle infrastrutture energetiche nonché modifiche di comportamenti/abitudini da parte dei cittadini.

ii. Se del caso, altri obiettivi e traguardi nazionali coerenti con l'accordo di Parigi e con le attuali strategie a lungo termine. Se del caso, per il contributo all'impegno globale dell'Unione in materia di riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra, altri obiettivi e traguardi, inclusi quelli settoriali e di adattamento se disponibili

La Strategia Nazionale di Adattamento ai Cambiamenti climatici, adottata con Decreto Direttoriale n. 86 del 16 giugno 2015, ha delineato un quadro nazionale degli impatti dei cambiamenti climatici sulle risorse e processi ambientali e sui sistemi socio-economici del territorio italiano e ha elaborato una visione nazionale dei percorsi da intraprendere per farvi fronte.

In attuazione della Strategia è stata avviata l'elaborazione del Piano Nazionale di Adattamento ai Cambiamenti Climatici (PNACC). Nell'ambito del Piano è stata elaborata un'analisi di contesto della condizione climatica attuale e futura, una descrizione della propensione al rischio del territorio nazionale e degli impatti attesi per i settori definiti in linea con la Strategia. Inoltre sono state individuate possibili azioni di adattamento a livello nazionale e strumenti per il monitoraggio e la valutazione della loro efficacia.

Nel 2017 è stato avviato un processo di verifica e revisione del Piano attraverso: la condivisione dei contenuti con Ministeri, Regioni ed enti di ricerca, una revisione scientifica e due consultazioni pubbliche. Il Piano Nazionale di adattamento si configura come uno strumento di supporto alle istituzioni nazionali, regionali e locali nella definizione di propri percorsi di adattamento, anche in relazione alle caratteristiche specifiche dei territori. Esso costituisce una base comune di dati, informazioni e metodologie di analisi. In base al Decreto Direttoriale n. 86, i contenuti del Piano dovranno essere oggetto di accordo in sede di Conferenza Stato-Regioni.

È stata inoltre avviata, in collaborazione con l'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA), la realizzazione di una piattaforma web sull'adattamento, sull'esempio di quella europea Climate Adapt, con l'obiettivo di informare, sensibilizzare e rendere disponibili i dati del PNACC e altri strumenti operativi a tutti i cittadini, e in particolare per supportare nel processo decisionale gli enti locali. La Piattaforma è costituita da una parte documentale contenente informazioni e dati provenienti da diverse fonti statistiche e scientifiche e in particolare i dati climatici monitorati dal Sistema Nazionale per la Protezione dell'Ambiente. La piattaforma renderà inoltre disponibili agli utenti un modulo di geo-processing con funzioni aggiuntive di elaborazione e analisi e conterrà informazioni su best practice di livello nazionale e internazionale.

Sulla base dei dati e delle analisi contenute nel PNACC gli impatti climatici sul sistema energetico possono essere raggruppati attraverso le seguenti componenti:

- Vulnerabilità fisica: rischi causati dall'aumento dell'intensità e della frequenza di eventi meteorologici estremi, cioè dalle modifiche climatiche già in corso: siccità, alluvioni, frane, esondazioni, ecc. Tali rischi riguardano direttamente anche le infrastrutture energetiche, sia impianti che reti di trasmissione e distribuzione.
- Vulnerabilità operativa: impatto delle variazioni quantitative nei cicli idrologici, la loro variazione stagionale, l'innalzamento delle temperature medie e le modifiche del regime dei venti sull'energia erogata e sul bilancio energetico degli impianti (EROEI-Energy Return On Energy Invested) nonché sulle caratteristiche tecniche dei generatori eolici.
- Impatti sulla domanda: variazione della domanda di energia per il condizionamento degli edifici a seguito delle modifiche del clima così come evidenziate nei diversi scenari evolutivi considerati dal PNACC. Anche nel settore agricoltura, dovranno essere considerate le variazioni della domanda dei cicli e delle modalità colturali.

Di conseguenza, al fine di costruire un sistema energetico resiliente che rimanga affidabile attraverso gli scenari climatici di breve e medio termine, e in grado di evolvere coerentemente anche negli scenari di lungo termine, è necessario tener conto dei suddetti impatti attraverso:

- la promozione dello sviluppo di micro grids e smart grids per favorire l'autoproduzione ad alta efficienza di comunità urbane e distretti industriali, nel rispetto della sicurezza del sistema e sfruttando preferibilmente la rete esistente;
- la realizzazione di programmi e strumenti per la gestione e l'orientamento della domanda (demand side management);
- la promozione dell'applicazione, in tutti i settori, delle migliori tecnologie (BAT) per la gestione dell'efficienza energetica;
- il miglioramento dell'interconnessione con le reti europee per compensare il ricorso a fonti rinnovabili discontinue;
- l'utilizzo di un mix energetico tale da garantire la capacità di adattamento a situazioni climatiche estreme per mantenere la continuità delle forniture di energia;
- la valutazione, il monitoraggio e la verifica della resilienza del sistema energetico a seguito dell'attuazione e implementazione del PNIEC.

In ogni caso, in attesa che il nuovo assetto energetico si attui e riduca il rischio per la continuità delle forniture, già oggi in Italia sono stati introdotti i Piani di resilienza delle reti elettriche che le imprese di distribuzione devono periodicamente elaborare e mettere in atto; analogo vincolo è stato disposto per il gestore della rete di trasmissione. Ciò consentirà di ridurre i rischi e l'entità dei fenomeni negativi, a partire dalle aree territoriali più vulnerabili.

2.1.2 Energia rinnovabile

i. Gli elementi di cui all'articolo 4, lettera a, punto 2

(2) Per quanto riguarda l'energia rinnovabile:

Al fine di conseguire l'obiettivo vincolante dell'UE di almeno il 32% di energia rinnovabile nel 2030 di cui all'articolo 3 della Direttiva (UE) 2018/2001, un contributo in termini di quota dello Stato membro di energia da fonti rinnovabili nel consumo lordo di energia finale nel 2030; a partire dal 2021 tale contributo segue una traiettoria indicativa. Entro il 2022, la traiettoria indicativa raggiunge un punto di riferimento pari ad almeno il 18 % dell'aumento totale della quota di energia da fonti rinnovabili tra l'obiettivo nazionale vincolante per il 2020 dello Stato membro interessato e il suo contributo all'obiettivo 2030. Entro il 2025, la traiettoria indicativa raggiunge un punto di riferimento pari ad almeno il 43 % dell'aumento totale della quota di energia da fonti rinnovabili tra l'obiettivo nazionale vincolante per il 2020 dello Stato membro interessato e il suo contributo all'obiettivo 2030. Entro il 2027, la traiettoria indicativa raggiunge un punto di riferimento pari ad almeno il 65 % dell'aumento totale della quota di energia da fonti rinnovabili tra l'obiettivo nazionale vincolante per il 2020 dello Stato membro interessato e il suo contributo all'obiettivo 2030.

Entro il 2030 la traiettoria indicativa deve raggiungere almeno il contributo previsto dello Stato membro. Se uno Stato membro prevede di superare il proprio obiettivo nazionale vincolante per il 2020, la sua traiettoria indicativa può iniziare al livello che si aspetta di raggiungere. Le traiettorie indicative degli Stati membri, nel loro insieme, concorrono al raggiungimento dei punti di riferimento dell'Unione nel 2022, 2025 e 2027 e all'obiettivo vincolante dell'Unione di almeno il 32 % di energia rinnovabile nel 2030. Indipendentemente dal suo contributo all'obiettivo dell'Unione e dalla sua traiettoria indicativa ai fini del presente Regolamento, uno Stato membro è libero di stabilire obiettivi più ambiziosi per finalità di politica nazionale;

L'Italia intende perseguire un obiettivo di copertura, nel 2030, del 30% del consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili, delineando un percorso di crescita sostenibile delle fonti rinnovabili con la loro piena integrazione nel sistema. In particolare, l'obiettivo per il 2030 prevede un consumo finale lordo di energia di 111 Mtep, di cui circa 33 Mtep da fonti rinnovabili. L'evoluzione della quota fonti rinnovabili rispetta la traiettoria indicativa di minimo delineata nell'articolo 4, lettera a, punto 2 del Regolamento Governance.

Figura 6 - Traiettoria della quota FER complessiva [Fonte: GSE e RSE]

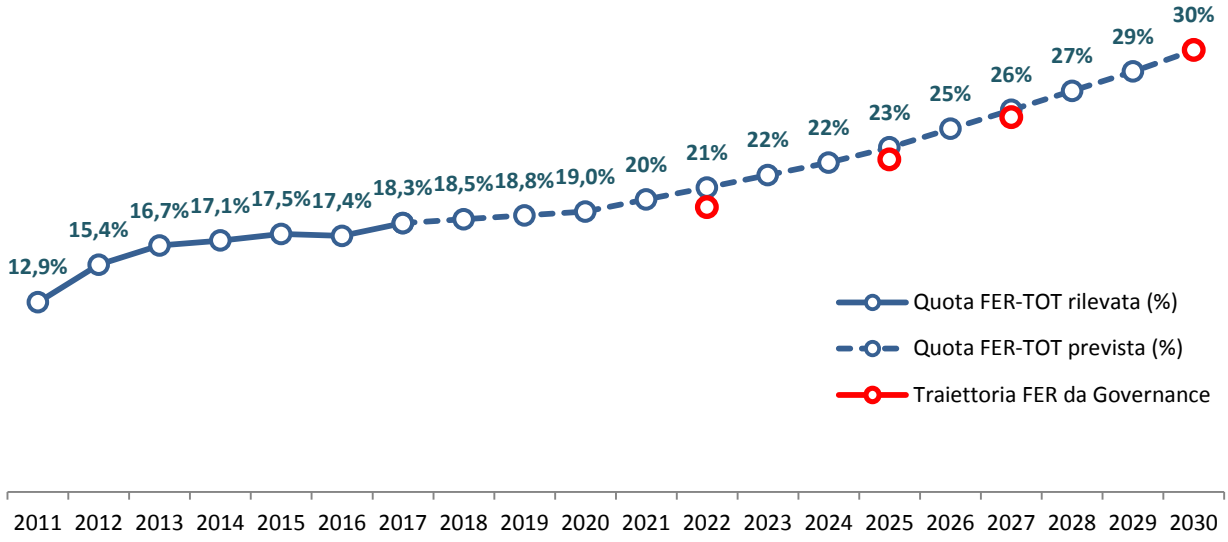


Tabella 9 - Obiettivo FER complessivo al 2030 (ktep)

	2016	2017	2025	2030
Numeratore	**21.081**	**22.000**	**27.168**	**33.428**
Produzione lorda di energia elettrica da FER	9.504	9.729	12.281	16.060
Consumi finali FER per riscaldamento e raffrescamento	10.538	11.211	12.907	15.031
Consumi finali di FER nei trasporti	1.039	1.060	1.980	2.337
Denominatore - Consumi finali lordi complessivi	**121.153**	**120.435**	**116.064**	**111.359**
Quota FER complessiva (%)	**17,4%**	**18,3%**	**23,4%**	**30,0%**

La ripartizione del numeratore tra i settori, riportata in tabella, è indicativa.

ii. Traiettorie stimate per la quota settoriale di energia rinnovabile sul consumo finale di energia nel periodo 2021-2030 per i settori dell'energia elettrica, del riscaldamento e del raffreddamento e dei trasporti

Fatto salvo quanto precisato alla fine del precedente punto i. (che vale per tutti i dati a seguire, compreso il punto iii.), si prevede che il contributo delle rinnovabili al soddisfacimento dei consumi finali lordi totali al 2030 (30%) sia così differenziato tra i diversi settori:

- 55,0% di quota rinnovabili nel settore elettrico;
- 33,9% di quota rinnovabili nel settore termico (usi per riscaldamento e raffrescamento);
- 22,0% per quanto riguarda l'incorporazione di rinnovabili nei trasporti (calcolato con i criteri di contabilizzazione dell'obbligo previsti dalla RED II).

Figura 7 - Traiettoria della quota FER complessiva [Fonte: GSE e RSE]

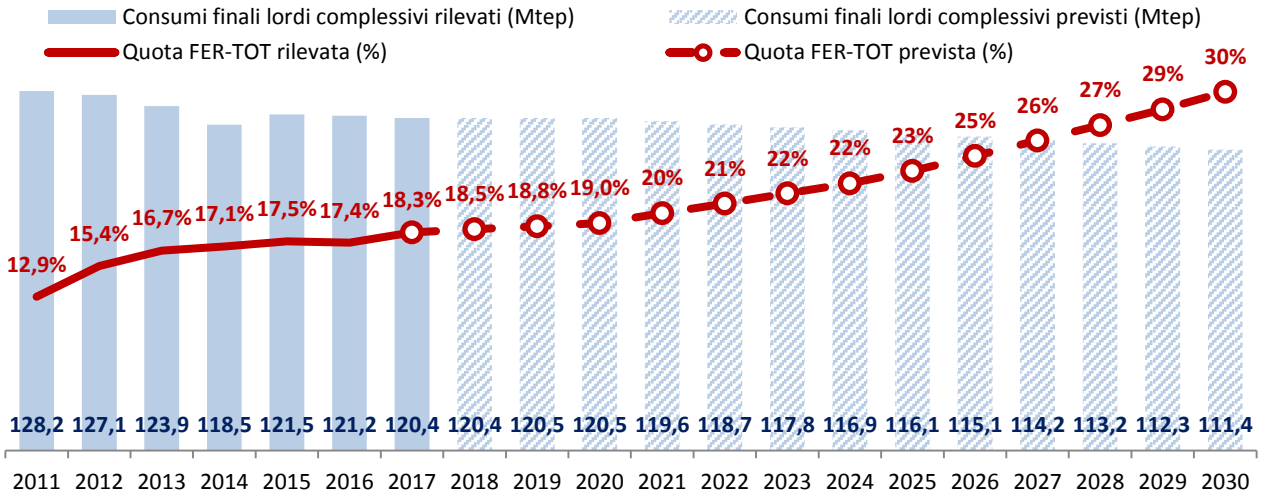


Figura 8 - Traiettoria della quota FER elettrica [Fonte: GSE e RSE]

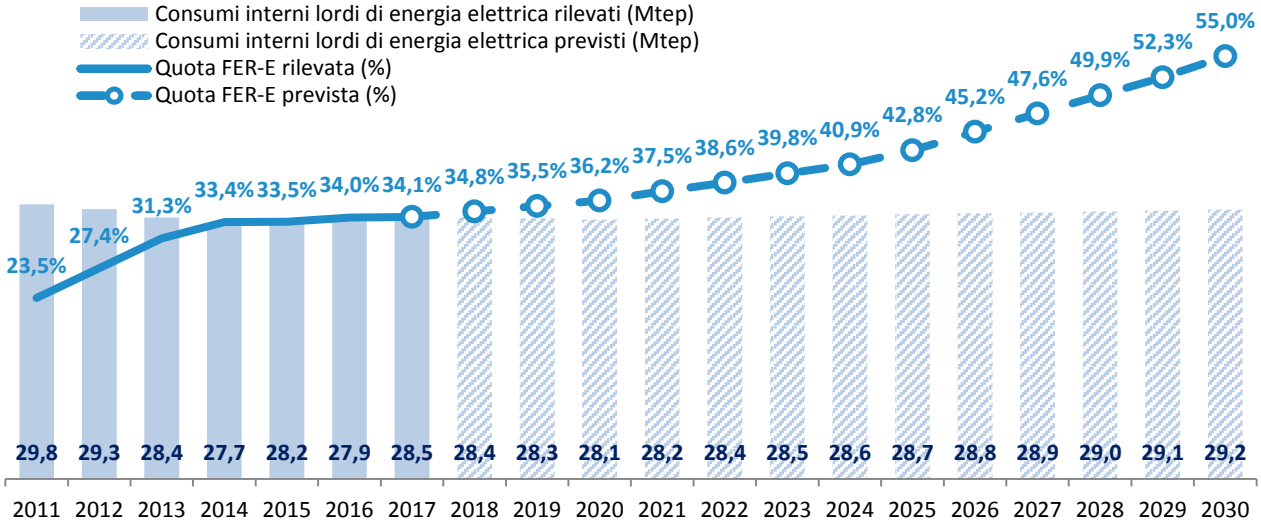


Figura 9 - Traiettoria della quota FER nel settore termico [Fonte: GSE e RSE]

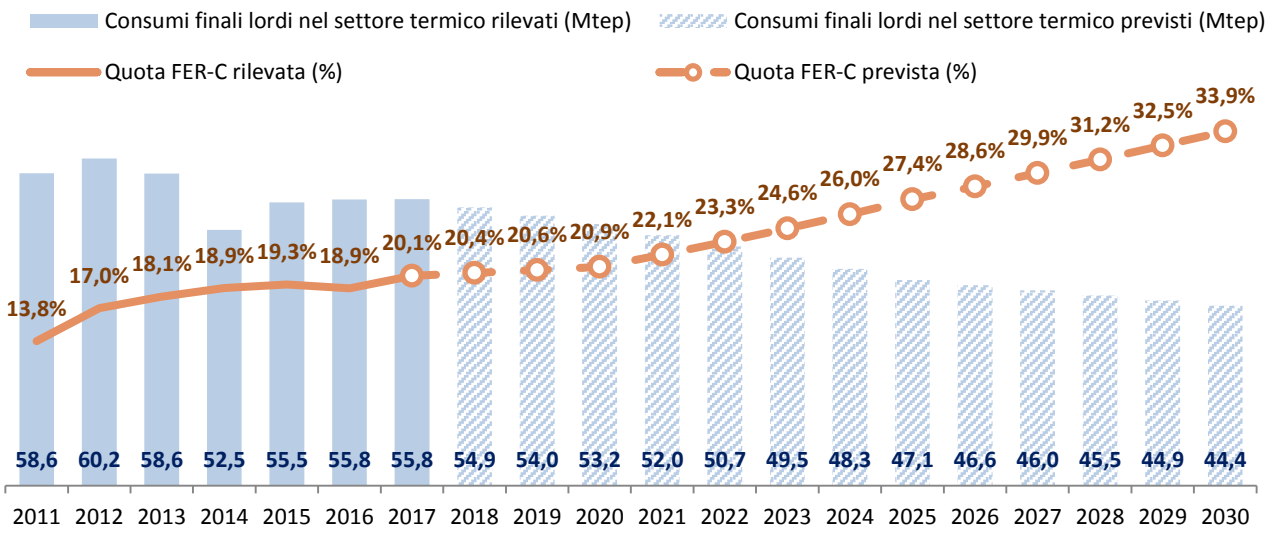
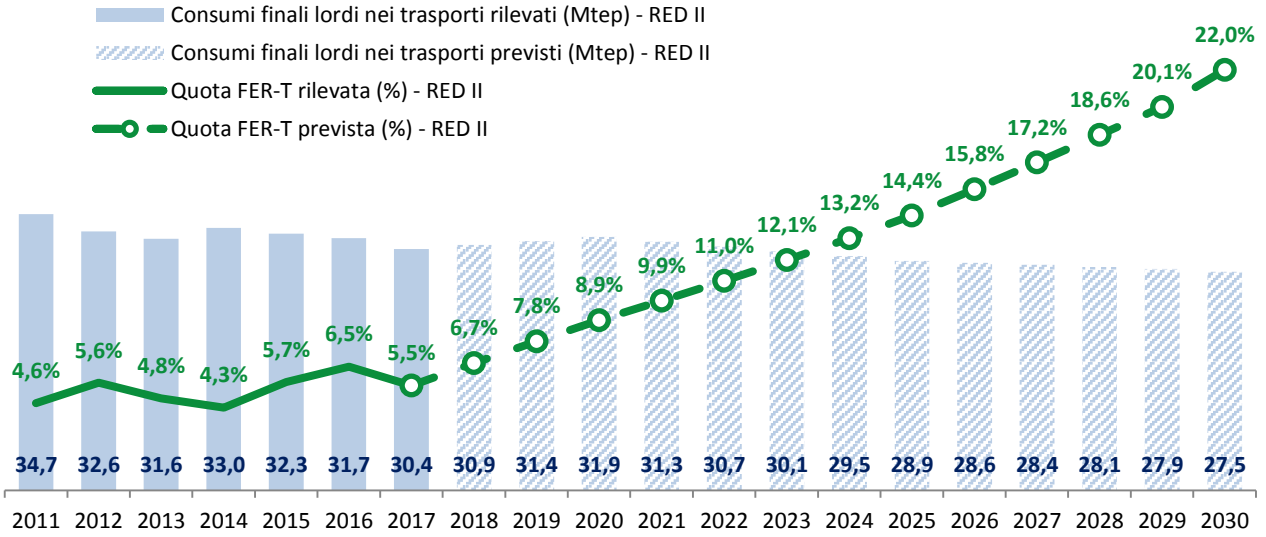


Figura 10 - Traiettoria della quota FER nel settore trasporti [Fonte: GSE e RSE]



iii. Traiettorie stimate per tecnologia di produzione di energia rinnovabile che lo Stato membro prevede di utilizzare per realizzare le traiettorie generali e settoriali per l'energia rinnovabile nel periodo 2021-2030, compresi il consumo di energia finale lordo totale previsto, ripartito per tecnologia e settore, espresso in Mtep, e la capacità installata totale prevista (divisa in nuove capacità e ripotenziamento), ripartita per tecnologia e settore, espressa in MW

Settore elettrico

Secondo gli obiettivi del presente Piano, il parco di generazione elettrica subisce una importante trasformazione grazie all'obiettivo di phase out della generazione da carbone già al 2025 e alla promozione dell'ampio ricorso a fonti energetiche rinnovabili.

Il maggiore contributo alla crescita delle rinnovabili deriverà proprio dal settore elettrico, che al 2030 raggiunge i 16 Mtep di generazione da FER, pari a 187 TWh. La forte penetrazione di tecnologie di produzione elettrica rinnovabile, principalmente fotovoltaico ed eolico, permetterà al settore di coprire il 55,0% dei consumi finali elettrici lordi con energia rinnovabile, contro il 34,1% del 2017. Difatti, il significativo potenziale incrementale tecnicamente ed economicamente sfruttabile, grazie anche alla riduzione dei costi degli impianti fotovoltaici ed eolici, prospettano un importante sviluppo di queste tecnologie, la cui produzione dovrebbe rispettivamente triplicare e più che raddoppiare entro il 2030.

Per il raggiungimento degli obiettivi rinnovabili al 2030 sarà necessario non solo stimolare nuova produzione, ma anche preservare quella esistente e anzi, laddove possibile, incrementarla promuovendo il revamping e repowering di impianti. In particolare, l'opportunità di favorire investimenti di revamping e repowering dell'eolico esistente con macchine più evolute ed efficienti, sfruttando la buona ventosità di siti già conosciuti e utilizzati, consentirà anche di limitare l'impatto sul consumo del suolo.

Si seguirà un simile approccio, ispirato alla riduzione del consumo di territorio, per indirizzare la diffusione della significativa capacità incrementale di fotovoltaico prevista per il 2030, promuovendone l'installazione innanzitutto su edificato, tettoie, parcheggi, aree di servizio, ecc. Rimane tuttavia importante per il raggiungimento degli obiettivi al 2030 la diffusione anche di grandi impianti fotovoltaici a terra, privilegiando però zone improduttive, non destinate ad altri usi, quali le superfici non utilizzabili a uso agricolo. In tale prospettiva vanno favorite le realizzazioni in aree già artificiali (con riferimento alla classificazione SNPA), siti contaminati, discariche e aree lungo il sistema infrastrutturale.

Per quanto riguarda le altre fonti è considerata una crescita contenuta della potenza aggiuntiva geotermica e idroelettrica e una leggera flessione delle bioenergie, al netto dei bioliquidi per i quali è invece attesa una graduale fuoriuscita fino a fine incentivo.

Nel caso del grande idroelettrico, è indubbio che si tratta di una risorsa in larga parte già sfruttata ma di grande livello strategico nella politica al 2030 e nel lungo periodo al 2050, di cui occorrerà preservare e incrementare la produzione.

Tabella 10 - Obiettivi di crescita della potenza (MW) da fonte rinnovabile al 2030

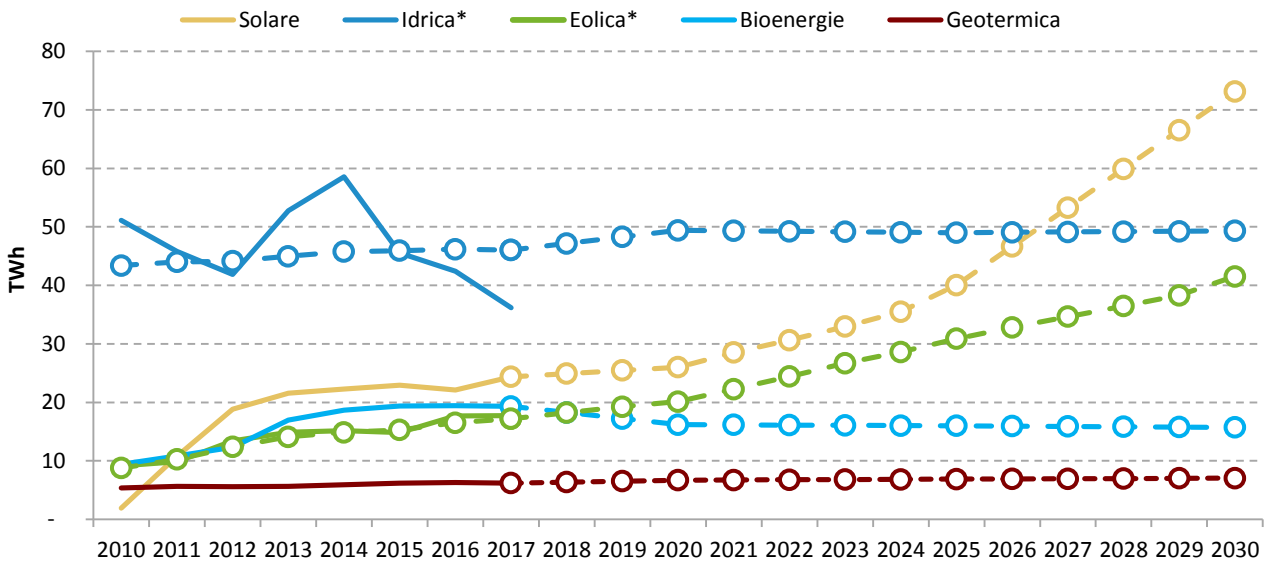
Fonte	2016	2017	2025	2030
Idrica	18.641	18.863	19.140	19.200
Geotermica	815	813	920	950
Eolica	9.410	9.766	15.950	19.300
di cui off shore	0	0	300	900
Bioenergie	4.124	4.135	3.570	3.760
Solare	19.269	19.682	28.550	52.000
di cui CSP	0	0	250	880
Totale	**52.258**	**53.259**	**68.130**	**95.210**

Tabella 11 - Obiettivi e traiettorie di crescita al 2030 della quota rinnovabile nel settore elettrico (TWh)

	2016	2017	2025	2030
Produzione rinnovabile	**110,5**	**113,1**	**142,9**	**186,8**
Idrica (effettiva)	42,4	36,2		
Idrica (normalizzata)	46,2	46,0	49,0	49,3
Eolica (effettiva)	17,7	17,7		
Eolica (normalizzata)	16,5	17,2	31,0	41,5
Geotermica	6,3	6,2	6,9	7,1
Bioenergie*	19,4	19,3	16,0	15,7
Solare	22,1	24,4	40,1	73,1
Denominatore - Consumi Interni Lordi di energia elettrica	**325,0**	**331,8**	**334**	**339,5**
Quota FER-E (%)	**34,0%**	**34,1%**	**42,6%**	**55,0%**

* Per i bioliquidi (inclusi nelle bioenergie insieme alle biomasse solide e al biogas) si riporta solo il contributo dei bioliquidi sostenibili.

Figura 11 - Traiettorie di crescita dell'energia elettrica da fonti rinnovabili al 2030 [Fonte: GSE e RSE]



* Per la produzione da fonte idrica ed eolica si riporta, per gli anni 2010 -2017, sia il dato effettivo (riga continua), sia il dato normalizzato, secondo le regole fissate dalla Direttiva 2009/28/CE. Per i bioliquidi (inclusi nelle bioenergie insieme alle biomasse solide e al biogas) si riporta solo il contributo dei bioliquidi sostenibili.

Settore termico

Il settore termico riveste un ruolo molto importante nel raggiungimento degli obiettivi rinnovabili; è infatti richiesto un cambiamento tecnologico deciso, verso soluzioni che favoriscano la penetrazione delle fonti rinnovabili. In termini assoluti si prevede che i consumi da rinnovabili supereranno i 15 Mtep nel settore del riscaldamento e raffrescamento, legati principalmente all'incremento dell'energia rinnovabile fornita da pompe di calore.

Lo sviluppo del settore delle FER termiche è infatti condizionato dal problema ambientale connesso agli impatti emissivi degli impianti di riscaldamento esistenti a biomasse solide. Pertanto, l'installazione di nuovi impianti di riscaldamento a biomasse dovrà essere guidata in modo da favorire gli impianti ad alta qualità ambientale e ad alta efficienza, considerando anche la possibilità che siano introdotte limitazioni a installazioni ex-novo nelle aree caratterizzate da situazioni critiche sotto il profilo della qualità dell'aria. Al fine di stimolare il rinnovo dei vecchi impianti con tecnologie efficienti e a ridotte emissioni, nel breve termine, saranno introdotti requisiti prestazionali più stringenti per l'accesso agli incentivi dei generatori di calore a biomassa.

In tal senso, si intende incoraggiare il rinnovo degli apparecchi domestici di combustione della legna a vantaggio di quelli più efficienti e meno emissivi, che rispettano i migliori standard con classificazione ambientali (D.M. 186/2017), vagliando anche l'ipotesi di strutturare misure utili a finanziare la ricerca e l'innovazione tecnologica per questa tipologia impiantistica, al fine di ulteriormente migliorarne le prestazioni energetiche e ambientali. Su questo tema, è auspicato un confronto con la Commissione per considerare che, in base alle regole statistiche attuali, la maggiore efficienza dei nuovi impianti, riducendo la quantità di biomassa utilizzata, allontana paradossalmente dal raggiungimento dei target.

Si intende inoltre favorire, in ottica di economia circolare, la valorizzazione dei residui agricoli, anche per evitarne la combustione in campo oggi diffusa e, nel rispetto delle regole europee, promuovere le biomasse locali con una procedura di tracciabilità di filiera corta, rispondente a criteri di sostenibilità e bilancio ambientale e sociale complessivo favorevole.

Le pompe di calore, considerato il loro alto rendimento, avranno un crescente peso nel mix termico rinnovabile, ulteriormente supportato dal progresso tecnologico del settore, nel quale potranno confrontarsi le diverse prestazioni e caratteristiche di pompe elettriche e a gas.

Si ottiene un incremento della quota FER termiche anche grazie a una diffusa riqualificazione del parco edilizio esistente che porta a una significativa riduzione dei consumi.

Il solare termico potrà rivestire un ruolo crescente in sistemi integrati di produzione di calore efficiente e rinnovabile, come ad esempio i sistemi ibridi e l'integrazione in impianti di teleriscaldamento.

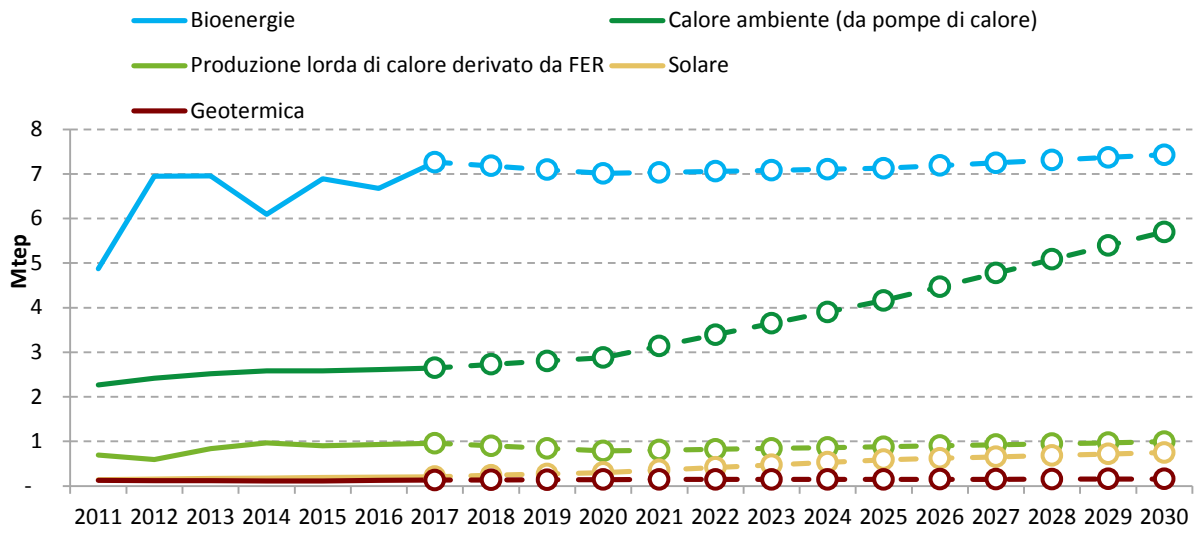
Per il teleriscaldamento si prevede un margine di sviluppo; al fine di sfruttare tale potenziale sarà importante valorizzare le sinergie tra impiego di fonti energetiche rinnovabili e Cogenerazione ad Alto Rendimento, considerando le specifiche condizioni climatiche e tecnico-economiche.

Tabella 12 - Obiettivi Rinnovabili nel settore termico (ktep)

	2016	2017	2025	2030
Numeratore	**10.538**	**11.211**	**12.907**	**15.031**
Produzione lorda di calore derivato da FER*	928	957	881	993
Consumi finali FER per riscaldamento	9.611	10.254	12.026	14.038
di cui bioenergie*	6.677	7.265	7.128	7.430
di cui solare	200	209	590	751
di cui geotermico	125	131	148	158
di cui energia ambiente da pdc	2.609	2.650	4.160	5.699
Denominatore - Consumi finali lordi nel settore termico	**55.796**	**55.823**	**47.126**	**44.350**
Quota FER-C (%)	**18,9%**	**20,1%**	**27,4%**	**33,9%**

*Per i bioliquidi (inclusi nelle bioenergie insieme alle biomasse solide e al biogas) si riporta solo il contributo dei bioliquidi sostenibili.

Figura 12 - Traiettorie di crescita dell'energia da fonti rinnovabili al 2030 nel settore termico [Fonte: GSE e RSE]



Settore trasporti

La Direttiva RED II prevede al 2030 un target specifico nel settore dei trasporti pari al 14% (obbligo per i fornitori di carburanti ed energia elettrica). Per contribuire allo sfidante target generale del 30% di consumi finali lordi totali soddisfatti dalle FER, si prevede che il settore dei trasporti superi il valore del 14%, aumentando l'obbligo in capo ai fornitori di carburanti e di energia elettrica per i trasporti fino ad arrivare a una quota rinnovabile del 22,0%.

Il ruolo delle FER trasporti è significativo nel calcolo del target rinnovabile complessivo, in quanto in un'ottica di ottimizzazione dei costi di sistema, il ricorso a biocarburanti sembra avere un buon rapporto costo/efficacia. Il mix ottimale per il raggiungimento del target carburanti rinnovabili appare dato dai contributi orientativi delle diverse tipologie di fonti rinnovabili di seguito riportati:

- biocarburanti di prima generazione: si prevede, in linea con la direttiva, un decremento per questa categoria di biocarburanti fino a raggiungere circa 0,7 Mtep, pari al 3% al 2030; si

valuterà la possibilità di introdurre limiti inferiori per alcune tipologie di biocarburanti, con particolare riferimento a quelle che potrebbero generare un impatto del cambiamento indiretto di destinazione d'uso dei terreni;

- biocarburanti avanzati: si prevede di superare l'obiettivo specifico previsto da direttiva, pari al 3,5% al 2030, attraverso il meccanismo di incentivazione previsto per il biometano e gli altri biocarburanti avanzati (con D.M. 2 marzo 2018 e successivi decreti) fino al raggiungimento di un obiettivo intorno all'8%;
- l'obiettivo dei biocarburanti avanzati sarà traguardato, orientativamente, per il 75% attraverso biometano avanzato (0,8 Mtep) e per il 25% attraverso gli altri biocarburanti avanzati (0,26 Mtep), fatte salve eventuali modifiche di ripartizione conseguenti alla effettiva disponibilità e economicità dei diversi tipi di biocarburante avanzato e alla saturazione della quota di biometano utilizzabile nel settore dei trasporti. Per il biometano avanzato proveniente da scarti agricoli e FORSU si conferma il target di almeno 1,1 mld di m^3 al 2030;
- biocarburanti allegato IX parte B (oli vegetali esausti e grassi animali): la direttiva impone un tetto massimo pari a 1,7%, lasciando agli Stati membri la possibilità di incrementare tale valore se ampiamente giustificato. Si propone un incremento fino a un massimo di 2,5% al 2030, con contributo finale pari al massimo al 5% (con il doppio conteggio); tale ambizione deve essere traguardata con gli oli vegetali esausti (Used Cooked Oil - UCO), che deve prevedere priorità per gli UCO raccolto su territorio nazionale, rispettando il principio di economia circolare e in linea con i nuovi obiettivi del pacchetto rifiuti. Si valuterà la possibilità di incrementare il tetto massimo introdotto dell'1,7% per i biocarburanti di cui all'allegato IX, parte B, tenendo in considerazione anche i grassi animali classificati di categoria 1 e 2 dal Regolamento (CE) 1069/2009, nel caso in cui la cui filiera di produzione, raccolta e trattamento sia tutta italiana;
- elettricità da FER consumata nel settore stradale: le E-CAR peseranno per circa 0,404 Mtep che moltiplicato per 4 (fattore moltiplicativo) coprirà circa il 6% del target FER-trasporti;
- atteso al 2030 un importante contributo anche dai veicoli elettrici e ibridi elettrici plug-in (PHEV), che appaiono essere una soluzione per la mobilità urbana privata in grado, come le E-CAR, di contribuire anche a migliorare l'integrazione della produzione da rinnovabili elettriche. Ci si aspetta una particolare efficacia degli investimenti in questa tipologia di veicoli tra 5-7 anni, con una diffusione complessiva di quasi 6 milioni di veicoli ad alimentazione elettrica al 2030 di cui circa 4 milioni di veicoli elettrici puri (BEV); si intende introdurre quote obbligatorie di veicoli elettrici specificatamente per il trasporto pubblico;
- elettricità da FER consumata nel settore trasporti su rotaia e altro: tali consumi peseranno per circa 0,313 Mtep che moltiplicato per 1,5 (fattore moltiplicativo) rappresenta circa il 2% del target FER-Trasporti. Saranno prioritari gli interventi su questo segmento che rappresenta la modalità più efficiente dal punto di vista energetico, insieme al trasporto navale, di mobilità per le persone e per le merci.
- carburanti rinnovabili non biologici: si prevede per l'idrogeno un contributo, intorno all'1% del target FER Trasporti, attraverso l'uso diretto nelle auto, autobus, trasporto pesante e treni a idrogeno (per alcune tratte non elettrificate) e a tendere trasporto marino o attraverso l'immissione nella rete del metano anche per uso trasporti. Una indicazione di uso differenziato potrebbe essere 0,8% di immissione in rete in miscela con gas naturale tal quale e/o ritrasformato in metano, e 0,2% per uso diretto in auto, bus e treni. Si prevede la promozione - a partire da attività di ricerca, sviluppo e dimostrazione - della produzione e dell'utilizzo di idrogeno prodotto da elettricità rinnovabile che offre il duplice vantaggio di ridurre le emissioni da combustibili e da altri prodotti di raffinazione, consentendo allo stesso tempo di immagazzinare l'elettricità rinnovabile in eccesso generata quando l'offerta supera la domanda: tale prospettiva risulta importante anche guardando all'obiettivo di "neutralità climatica" in un'ottica di lungo termine. Sempre ai fini dello sviluppo

dell'idrogeno nel settore della mobilità, potranno rivestire un ruolo importante anche soluzioni integrate di distribuzione multifuel attraverso fuel cell;

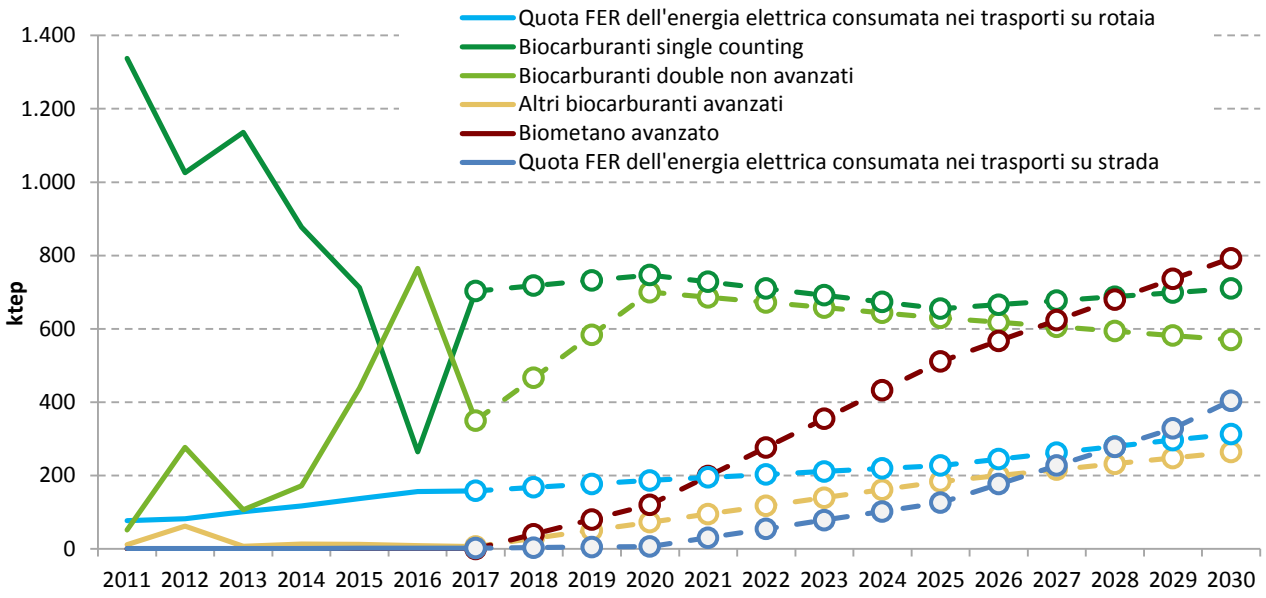
- biocarburanti avio e marittimo: si prevede un contributo, anche dei gas rinnovabili, che però al momento appare di difficile quantificazione;
- recycled fossil fuels (esempio: plastiche raccolte in maniera differenziata o carburante ottenuto da recupero della CO_2 delle acciaierie): il contributo al target FER trasporti sarà stabilito dopo la pubblicazione dei valori di "GHG saving" da parte della Commissione europea (previsti entro il 2021 da direttiva) a valle della definizione dei requisiti minimi di sostenibilità di tali combustibili.

Tabella 13 - Contributo delle rinnovabili nel settore trasporti previsto al 2030, secondo i criteri di calcolo definiti dalla Direttiva RED II per gli obblighi in capo ai fornitori di carburanti ed energia elettrica (ktep)

	Fattore moltiplicativo*	2016	2017	2022	2025	2030
Numeratore		**2.056**	**1.665**	**3.365**	**4.152**	**6.051**
Biocarburanti avanzati	X 2	9	7	394	695	1.057
di cui biometano	X 2	0	0	277	511	793
di cui altri biocarburanti	X 2	9	7	117	184	264
Biocarburanti double counting non avanzati	X 2	765	350	672	630	570
Biocarburanti single counting		265	703	710	655	710
Quota rinnovabile dell'energia elettrica su strada	X 4	2	2	55	126	404
Quota rinnovabile dell'energia elettrica su rotaia	X 1,5	156	159	203	228	313
Denominatore - Consumi finali lordi nei trasporti		**31.719**	**30.352**	**30.655**	**28.851**	**27.472**
Quota FER-T (%) - RED II		**6,5%**	**5,5%**	**11,0%**	**14,4%**	**22,0%**

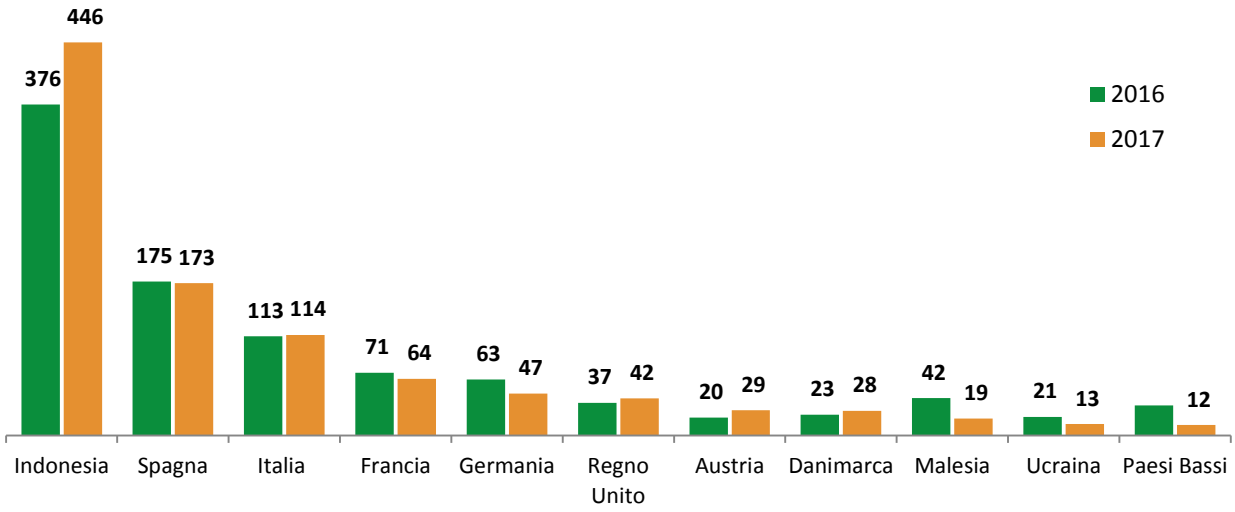
*I contributi delle singole componenti sono riportati senza applicare i relativi fattori moltiplicativi. Il Numeratore complessivo, invece, è ottenuto tenendo conto dei moltiplicatori.

Figura 13 - Traiettorie di crescita dell'energia da fonti rinnovabili al 2030 nel settore dei trasporti [Fonte: GSE e RSE]



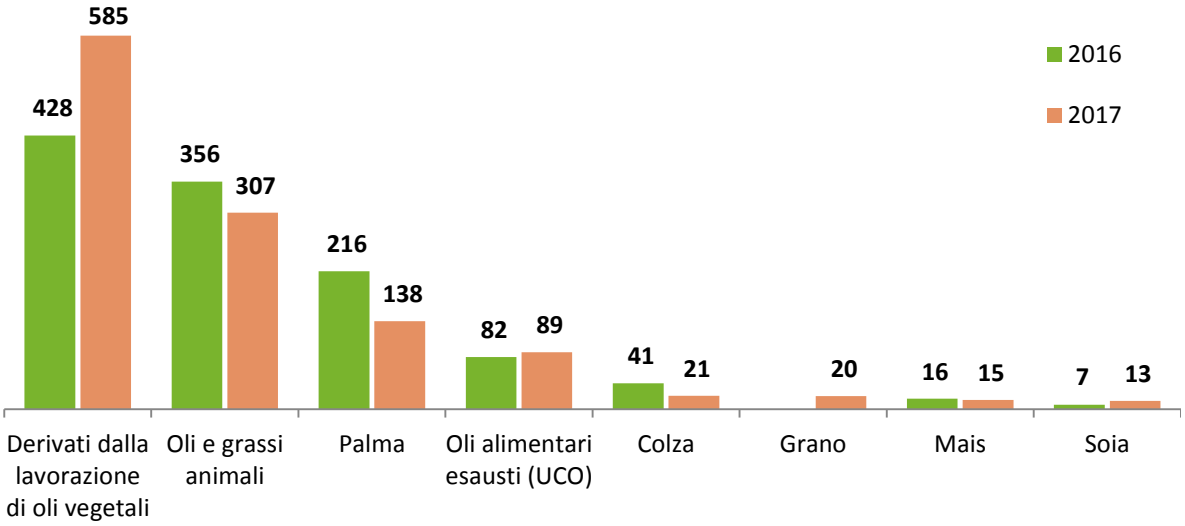
Per quanto concerne il luogo di produzione dei biocarburanti, si segnala che il 27,5% dei biocarburanti sostenibili immessi in consumo nel 2017 è stato prodotto in Italia; la significativa flessione rispetto all'analoga quota rilevata nel 2016 (30,4%) è da collegare principalmente alla contrazione del biodiesel di produzione nazionale (-28.000 tonnellate).

Figura 14 - Luogo di produzione dei biocarburanti consumati in Italia nel 2016 e 2017 (migliaia di tonnellate) [Fonte: GSE]



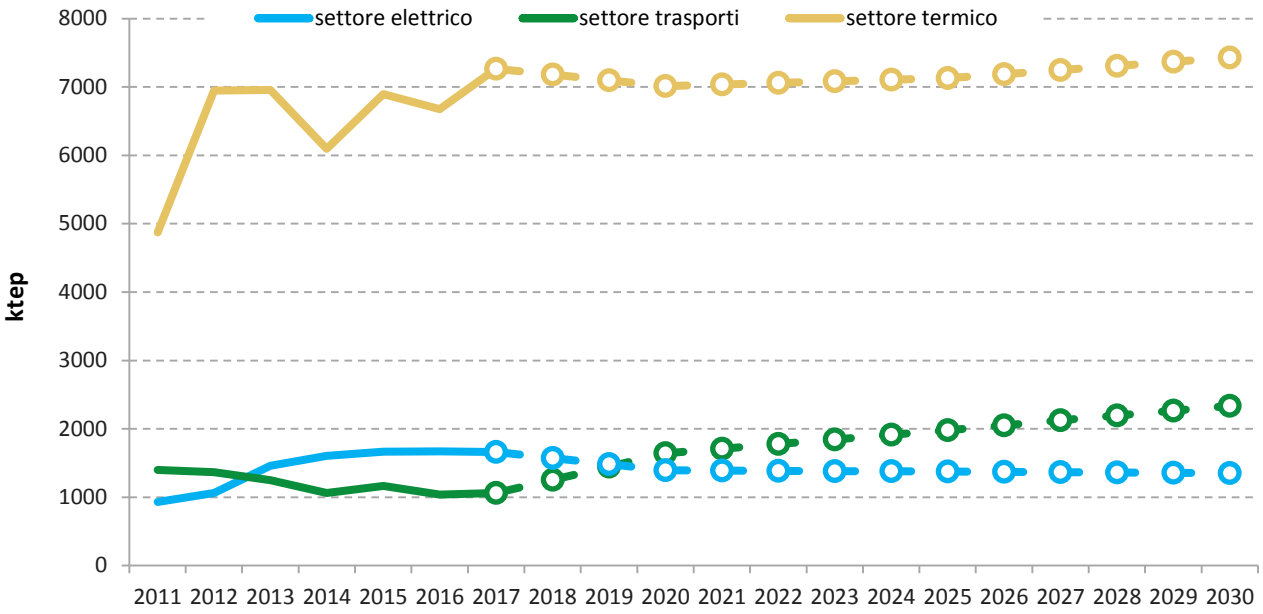
A titolo informativo, si riportano nella Figura seguente le principali materie prime impiegate per la produzione dei biocarburanti sostenibili immessi in consumo in Italia nel 2016 e nel 2017.

Figura 15 - Materie prime impiegate per la produzione dei biocarburanti consumati in Italia nel 2016 e 2017 (migliaia di tonnellate) [Fonte: GSE]



iv. Traiettorie stimate della domanda di bioenergia disaggregate tra riscaldamento, energia elettrica e trasporti, e dell'offerta di biomassa ripartite tra materia prima e origine (distinguendo tra produzione interna e importazioni). Per la biomassa forestale, valutazione dell'origine e dell'impatto sul pozzo LULUCF

Figura 16 - Traiettorie di crescita del contributo delle bioenergie nei diversi settori, per il raggiungimento del target FER al 2030 [Fonte: GSE e RSE]



Per quanto riguarda l'offerta di biomassa e la relativa origine, circa l'80% (in contenuto energetico) della biomassa è di provenienza nazionale. Alla luce della stabilizzazione dei consumi, tale percentuale dovrebbe mantenersi stabile o in lieve decremento, per l'attesa maggiore penetrazione di tecnologie a più elevata efficienza, con la possibilità di incremento della quota di combustibili pretrattati come il pellet.

Nel settore elettrico, ci si attende invece una significativa riduzione delle importazioni di bioliquidi, alla luce dell'obiettivo di progressiva rinuncia a tale apporto, che dovrebbe essere compensato da un maggiore contributo nazionale, in particolare da residui e sottoprodotti, nel rispetto dei criteri dell'economia circolare.

Più complesse le stime per il settore trasporti, nel quale, tuttavia, il crescente ruolo dell'elettricità rinnovabile e di biocarburanti diversi da quelli di prima generazione e di gas rinnovabili dovrebbe accrescere la quota di materia prima di provenienza nazionale e comunitaria.

v. Se del caso, altre traiettorie e obiettivi nazionali, inclusi quelli a lungo termine o settoriali (quota di energia rinnovabile nel teleriscaldamento, uso di energia rinnovabile negli edifici, energia rinnovabile prodotta dalle città, dalle comunità produttrici/consumatrici di energia rinnovabile e dagli autoconsumatori di energia rinnovabile, energia recuperata dai fanghi ottenuti dal trattamento delle acque reflue)

L'Italia ha grande interesse allo sviluppo di sistemi di autoproduzione, in particolare negli edifici (si ricorda che per i nuovi edifici e per gli edifici sottoposti a ristrutturazioni rilevanti già sussiste l'obbligo di integrare una quota minima di rinnovabili) e di sviluppo di comunità produttrici/consumatrici dell'energia. È in corso uno studio, finanziato dalla Struttura di Supporto alle Riforme Strutturali (SRSS) della Commissione, che contribuirà a meglio definire le politiche più opportune e quindi gli obiettivi specifici raggiungibili.

2.2 Dimensione dell'efficienza energetica

i. Gli elementi di cui all'articolo 4, lettera b

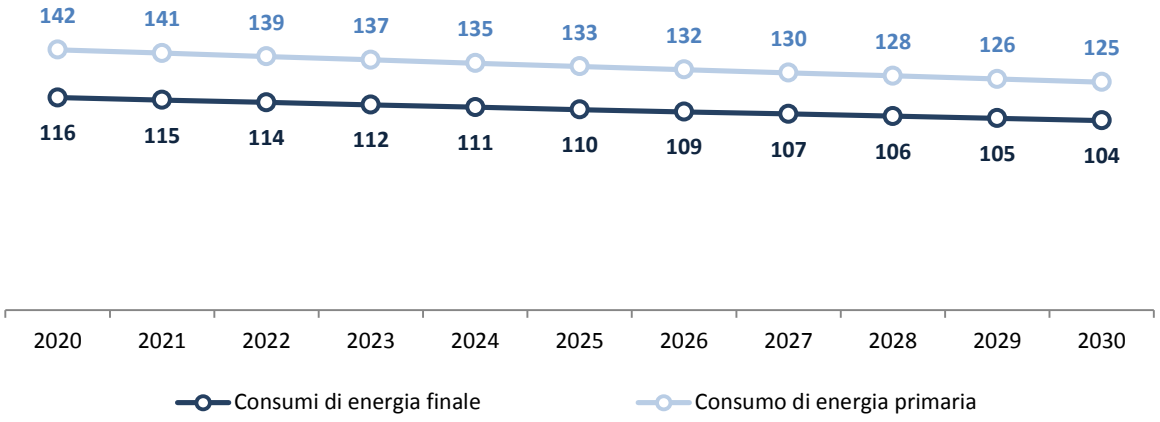
(1) il contributo indicativo nazionale di efficienza energetica necessario per conseguire gli obiettivi dell'Unione di almeno il 32,5% di efficienza energetica nel 2030 di cui all'articolo 1, paragrafo 1, e all'articolo 3, paragrafo 5, della Direttiva 2012/27/UE, in base al consumo di energia primaria o finale, o al risparmio di energia primaria o finale, o all'intensità energetica; gli Stati membri esprimono il loro contributo in termini di livello assoluto di consumo di energia primaria e di consumo di energia finale nel 2020 e in termini di livello assoluto di consumo di energia primaria e di consumo di energia finale nel 2030, con una traiettoria indicativa di tale contributo a partire dal 2021, illustrandone la metodologia di base e i coefficienti di conversione usati;

L'Italia intende perseguire un obiettivo indicativo di riduzione dei consumi al 2030 pari al 43% dell'energia primaria e al 39,7% dell'energia finale rispetto allo scenario di riferimento PRIMES 2007.

In termini di livello assoluto di consumo di energia primaria e finale al 2020 si stima che verranno superati gli obiettivi indicativi fissati ai sensi della Direttiva 2012/27/UE, pari rispettivamente a 158 Mtep e 124 Mtep.

Per quanto riguarda, invece, il livello assoluto di consumo di energia al 2030, l'Italia persegue un obiettivo di 125,1 Mtep di energia primaria e 103,8 Mtep di energia finale, con la traiettoria riportata nella Figura che segue, partendo dai consumi stimati al 2020.

Figura 17 - Traiettoria dei consumi di energia primaria e finale (Mtep) nel periodo 2020-2030 [Fonte: RSE]



Per la definizione di tale obiettivo è stata sviluppata una traiettoria basata sul conseguimento dei risparmi obbligatori definiti ai sensi dell'articolo 7 della Direttiva EED dell'11 dicembre 2018, il quale prevede un target di riduzione dei consumi finali minimo dello 0,8% annuo nel periodo 2021-2030, calcolato in base al triennio 2016-2018 (per gli anni 2017 e 2018 sono state eseguite delle stime). Lo scenario proposto prevede inoltre il conseguimento degli obiettivi relativi alle fonti rinnovabili e alla decarbonizzazione.

(2) l'importo cumulativo dei risparmi degli usi finali energetici da realizzare durante il periodo 2021-2030 ai sensi dell'articolo 7, paragrafo 1, lettera b) sui regimi obbligatori di efficienza energetica a norma della Direttiva 2012/27/UE;

Ai sensi dell'articolo 7, paragrafo 1, della EED, il target di risparmio energetico, fissato per ogni Stato membro e da conseguirsi tra il 1° gennaio 2021 e il 31 dicembre 2030, è pari a un minimo dello 0,8% annuo della media dei consumi di energia finale negli anni 2016, 2017 e 2018.

Il primo passo necessario al calcolo dell'obiettivo di risparmio riguarda la definizione del quantitativo di energia finale consumata negli anni suddetti a livello nazionale. Ove disponibili (anno 2016 e 2017), sono stati presi in considerazione i dati statistici Eurostat (Final Energy Consumption Europe 2020-2030 - FEC2020-2030), mentre per l'anno 2018 si è ricorsi a una stima scaturita dal modello TIMES elaborato dall'Italia ai fini del presente Piano.

Nella tabella seguente si riportano i dati relativi alla situazione italiana, alla base del calcolo.

Tabella 14 - Energia finale distribuita e media del triennio 2016-2018 (dati in Mtep) [elaborazioni RSE su dati Eurostat]

	2016	2017	2018
Consumo di energia finale	115,9	115,2	116,5
Media del triennio 2016-2018		115,9	

Sulla base del consumo di energia finale medio nel triennio 2016-2018 è possibile calcolare il risparmio annuo dello 0,8% da conseguire nel periodo 2021-2030 e di conseguenza il risparmio cumulato da conseguire entro il 31 dicembre 2030. Tali valori sono riportati nella Figura che segue.

Tabella 15 - Risparmi da conseguire nel periodo 2021-2030 sulla base del consumo di energia finale medio nel triennio 2016-2018 (dati in Mtep)

Anno	Risparmio annuo	Risparmi di energia annui										TOTALE
2021	0,8%	0,927										**0,927**
2022	0,8%	0,927	0,927									**1,854**
2023	0,8%	0,927	0,927	0,927								**2,781**
2024	0,8%	0,927	0,927	0,927	0,927							**3,707**
2025	0,8%	0,927	0,927	0,927	0,927	0,927						**4,634**
2026	0,8%	0,927	0,927	0,927	0,927	0,927	0,927					**5,561**
2027	0,8%	0,927	0,927	0,927	0,927	0,927	0,927	0,927				**6,488**
2028	0,8%	0,927	0,927	0,927	0,927	0,927	0,927	0,927	0,927			**7,415**
2029	0,8%	0,927	0,927	0,927	0,927	0,927	0,927	0,927	0,927	0,927		**8,342**
2030	0,8%	0,927	0,927	0,927	0,927	0,927	0,927	0,927	0,927	0,927	0,927	**9,269**
TOTALE risparmio cumulato nel periodo 2021-2030												**50,977**

Si stima quindi la generazione di 0,927 Mtep di risparmio annuo incrementale di energia finale da nuovi interventi nel periodo 2021-2030, da indirizzare prevalentemente nei settori civile e dei trasporti.

In termini di ammontare complessivo cumulato, quanto suddetto si traduce in 50,98 Mtep di risparmi di energia finale da conseguire tramite politiche attive nel periodo 2021-2030.

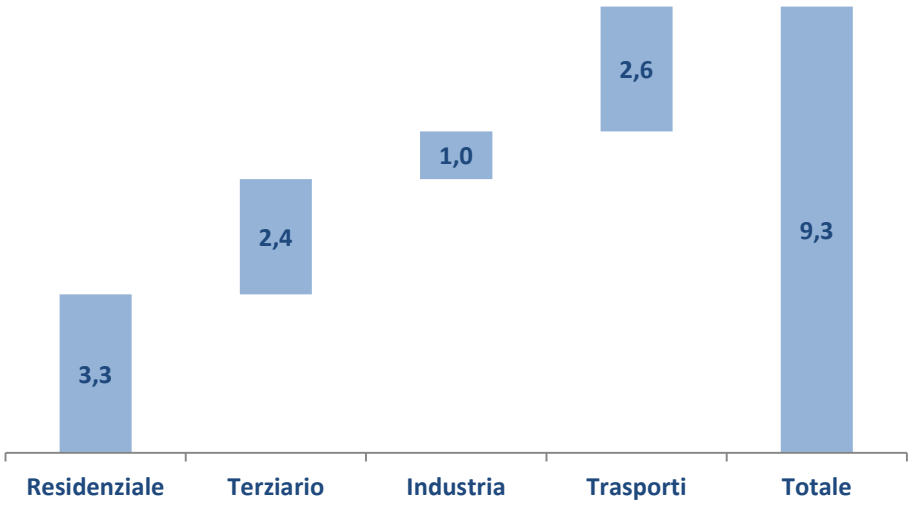
Pertanto, ai fini del rispetto dell'obbligo, è richiesta una riduzione di consumi di energia finale da politiche attive pari a quasi 9,3 Mtep/anno al 2030, da conseguire prevalentemente nei settori non ETS.

Nonostante il calcolo del risparmio annuo declinato nella precedente tabella sulla base degli ultimi dati disponibili, porti a un obiettivo minimo di riduzione pari a 50,98 Mtep nel periodo 2021-2030 (corrispondente a circa 9,25 Mtep di risparmio annuale al 2030), si conferma l'obiettivo già comunicato nella Proposta di PNIEC pari a circa 51,4 Mtep (corrispondente a oltre 9,35 Mtep di risparmio annuale al 2030).

L'Italia ha scelto di non avvalersi delle possibilità di cui all'articolo 7, paragrafo 2, della EED per il periodo 2021-2030.

Nella Figura sottostante, si riporta la stima per settore dei risparmi annuali oggetto dell'obiettivo al 2030.

Figura 18: Ripartizione per settore economico dei risparmi oggetto dell'obiettivo 2030 (Mtep)



La ripartizione dei contributi settoriali, che è da considerare indicativa, è la risultante dell'approccio modellistico utilizzato: in un'ottica di minimizzazione dei costi di sistema sono individuati i settori con maggiore potenziale di efficientamento e gli interventi con un opportuno costo/efficacia, tali da garantire il soddisfacimento dell'obiettivo della Direttiva efficienza. A influenzare la ripartizione settoriale sono l'evoluzione delle prestazioni e dei costi delle tecnologie energetiche, il potenziale settoriale e l'obiettivo rinnovabili che spinge a prediligere opzioni che agevolano il raggiungimento dei target rinnovabili, come le pompe di calore.

Si individua nel settore civile (insieme ai trasporti) il principale settore degli interventi di efficientamento, con una riduzione dei consumi di energia di circa 5,7 Mtep rispetto allo scenario BASE al 2030 e con un impegno alla graduale eliminazione del gasolio da riscaldamento. In particolare il settore residenziale contribuisce per 3,3 Mtep a tale contrazione, mentre il terziario riduce le proiezioni dei propri consumi di 2,4 Mtep, grazie agli interventi di riqualificazione edilizia e installazione di pompe di calore, oltre a un forte efficientamento dei dispositivi di uso finale. A tal riguardo, risulterebbe utile monitorare best practice replicabili agevolmente su scala locale, specie nell'integrazione delle FER in edilizia. Infine, anche la semplificazione degli iter autorizzativi e la rimozione o attenuazione di vincoli urbanistici particolarmente rigidi per determinate installazioni,

può contribuire a uno sviluppo più condiviso e capillare delle FER, con la PA chiamata a essere maggiormente responsabilizzata nella promozione della decarbonizzazione nell'edilizia pubblica.

Un altro contributo rilevante proviene dal settore trasporti che, grazie a interventi di spostamento della mobilità passeggeri privata verso la mobilità collettiva e/o smart mobility, del trasporto merci da gomma a rotaia e all'efficientamento dei veicoli, riesce a contribuire al gap tra i due scenari al 2030 per circa 2,6 Mtep. Il settore industriale conseguirebbe una riduzione dei consumi di circa 1,0 Mtep, ma non per questo è da considerarsi un settore con poche opportunità di intervento.

Grazie all'utilizzo di modelli tecnologici dell'intero sistema energetico, non è necessario ricorrere a fattori di conversione predeterminati, ma la quantificazione in energia primaria viene contabilizzata direttamente dagli strumenti modellistici.

(3) le tappe indicative della strategia di ristrutturazione a lungo termine del parco nazionale di edifici residenziali e non residenziali, pubblici e privati, la tabella di marcia con indicatori di progresso misurabili stabiliti a livello nazionale, una stima fondata su prove del risparmio energetico atteso, nonché dei benefici in senso lato, e i contributi agli obiettivi di efficienza energetica dell'Unione ai sensi della Direttiva 2012/27/UE in conformità dell'articolo 2 bis della Direttiva 2010/31/UE;

Con il recepimento della Direttiva 2018/844/UE di modifica della Direttiva 2010/31/UE sulla prestazione energetica degli edifici, previsto entro il 10 marzo 2020, sarà redatta la strategia di lungo termine per la ristrutturazione del parco immobiliare, che conterrà, tra l'altro, una rassegna completa degli edifici sul territorio nazionale, sia pubblici che privati, e una tabella di marcia basata su indicatori, per il conseguimento dell'obiettivo di decarbonizzazione al 2050, con tappe intermedie al 2030 e al 2040.

Di seguito si riportano, a livello di anticipazione, alcuni dati preliminari desunti dalla strategia attualmente in fase di predisposizione.

Nella tabella seguente è rappresentata la divisione in zone climatiche del territorio nazionale e il rispettivo numero di comuni.

Tabella 16 - Numero di comuni italiani per zona climatica e "gradi giorno"(elaborazione ENEA su dati Istat)

Zona climatica	Gradi Giorno (GG)	Numero di Comuni al 1/1/2019	Popolazione residente al 2018	% Popolazione residente
A	GG≤ 600	2	23.266	0.04%
B	600 <GG ≤ 900	157	3.217.288	5.33%
C	900 <GG ≤ 1.400	981	12.826.700	21.25%
D	1.400 <GG ≤ 2.100	1.572	15.168.668	25.13%
E	2.100 <GG ≤ 3.000	4.176	27.482.108	45.53%
F	GG>3.000	1.026	1.641.892	2.72%

Per la climatizzazione invernale degli edifici esistenti, i consumi energetici nazionali possono ritenersi proporzionali al prodotto tra i gradi giorno e la popolazione; pertanto la zona climatica E, la più popolata, è quella che ha il peso maggiore sui consumi, mentre la zona climatica B è quella col peso minore, escludendo la zona A, nella quale risiede solo lo 0,04 % della popolazione (essendo rappresentata da due soli comuni).

La struttura di consumo degli impieghi finali nel 2017 evidenzia la forte incidenza del settore usi civili, 45% sul totale dei consumi finali, in crescita rispetto al 2016 del 7,4%. Di questo 45%, il 29% del totale è assorbito dal residenziale mentre il 16% dal settore dei servizi (che è quello che registra la maggiore crescita).

Consistenza del parco edilizio nazionale

Edifici residenziali

Gli edifici a destinazione d'uso residenziale, risultano pari a 12,42 milioni con quasi 32 milioni di abitazioni. Oltre il 60% di tale parco edilizio ha più di 45 anni, ovvero è precedente alla Legge 373/1976[3] , prima legge sul risparmio energetico. Di questi edifici, oltre il 25% registra consumi annuali da un minimo di 160 kWh/m^2 anno a oltre 220 kWh/m^2. Di seguito si rappresenta la situazione del parco immobiliare del settore residenziale, suddiviso per anno di costruzione e zona climatica, nonché per tipologia di stato di conservazione degli edifici.

Tabella 17 - Edifici residenziali, numero e superficie al 2018, per epoca di costruzione

Epoca di costruzione	Numero edifici	m^2
<1919	1.832.503	824.318.007
19-45	1.327.007	596.929.863
46-60	1.700.834	765.089.112
61-70	2.050.830	922.528.420
71-80	2.117.649	952.585.727
81-90	1.462.766	657.998.570
91-2000	871.017	391.811.090
2001-2005	465.092	209.213.142
2006-2011	359.991	161.935.377
2011-2018	232.714	104.682.143
Totale	**12.420.403**	**5.587.091.450**

Tabella 18 - Edifici residenziali, numero e superficie al 2018, per zona climatica

Zona climatica	Numero edifici	m^2
zona A	5.217	2.327.200
zona B	710.079	298.025.940
zona C	2.737.222	1.127.236.450
zona D	2.896.204	1.355.373.650
zona E	5.340.672	2.535.572.770
zona F	731.009	268.555.440
Totale	**12.420.403**	**5.587.091.450**

[3] Norme per il contenimento del consumo energetico per usi termici negli edifici

Edifici non residenziali

Gli edifici a destinazione d'uso non residenziale sono stati raggruppati nelle classi di maggior diffusione: scuole, uffici, centri commerciali, alberghi, sanità.

Sul territorio italiano sono presenti circa 435.000 edifici non residenziali appartenenti alle destinazioni d'uso scuole, uffici, centri commerciali, alberghi, come evidenziato nella seguente tabella. La superficie complessiva ammonta a circa 340 mln m^2, di cui il 37% in zona climatica E, e in generale quasi il 70% in zone temperate o fredde.

Tabella 19 - Edifici non residenziali (scuole, uffici, centri commerciali, alberghi) e relativa superficie per zona climatica

Zona climatica	Numero edifici non residenziale	m^2
zona A	148	173.490
zona B	22.515	23.421.687
zona C	84.233	83.915.666
zona D	102.264	95.050.723
zona E	206.451	125.487.887
zona F	19.119	13.231.516
Totale	**434.730**	**341.280.969**

Maggiori dettagli e analisi saranno presentati nella strategia di lungo termine per la ristrutturazione del parco immobiliare prevista entro il 10 marzo 2020.

Per quanto riguarda le strutture ospedaliere, dall'annuario statistico del Servizio Sanitario Nazionale, nel 2016 risultano in Italia oltre 27.000 strutture sanitarie tra pubbliche e private accreditate, suddivise per tipologia come riportato nella tabella sottostante.

Tabella 20 - Numero di strutture per tipologia di assistenza erogata, al 2016

Assistenza	Natura delle strutture		Totale
	Pubbliche	Private accreditate	
Assistenza ospedaliera	537	492	**1.029**
Assistenza specialistica ambulatoriale	3.628	5.300	**8.928**
Assistenza territoriale residenziale	1.326	5.998	**7.324**
Assistenza territoriale semiresidenziale	974	2.090	**3.064**
Altra assistenza territoriale	4.932	717	**5.649**
Assistenza riabilitativa (ex art. 26)	246	863	**1.109**
Totale	**11.643**	**15.460**	**27.103**

nZEB

Infine, in tutte le Regioni di Italia si sta verificando un incremento di nZEB, il numero dei quali ammontava nel 2018 a circa 1400 edifici, perlopiù di nuova costruzione (90%) e a uso residenziale (85%), come indicato dall'Osservatorio nZEB. È prevista, inoltre, entro il 2020, la ristrutturazione a livello nZEB di oltre centotrenta edifici pubblici, prevalentemente non residenziali[4]. Tuttavia, la percentuale di nZEB rispetto al parco di edifici esistenti non eccede lo 0,03% su base regionale e

[4] ENEA, Costanzo E., Basili R, Hugony F., Misceo M., Pallottelli R., Zanghirella F., Labia N., 2019. Osservatorio degli edifici a energia quasi zero (nZEB) in Italia 2016-2018.

meno del 10% del totale nZEB sono gli edifici esistenti riqualificati per il raggiungimento di tale standard, principalmente piccoli edifici mono o bifamiliari e scuole.

Valutazione dei consumi

La determinazione dei consumi medi per le diverse destinazioni d'uso è stata sviluppata facendo riferimento alla distribuzione degli edifici per zona climatica ed epoca di costruzione, nonché sulla base dei dati di consumo derivati da indagini statistiche su un set rappresentativo di edifici. Di seguito si riportano i risultati di alcune preliminari analisi che potranno essere soggette ad aggiornamenti nella strategia finale.

Tabella 21 - Destinazione d'uso e indicatore di consumo medio annuale ponderato per zona climatica

Destinazione d'uso	Consumo elettrico (kWh/ m^2 anno)	Consumo termico (kWh/ m^2 anno)	Consumo totale (kWh/ m^2 anno)
Residenziale monofamiliare	21	124	145
Residenziale plurifamiliare	21	123	144
Scuole	17	89	106
Uffici	111	45	156
Alberghi	110	150	260
Commercio			448
Pubblica amministrazione	55	143	198
Ospedali	253	385	638

Tabella 22 - Consumo specifico edifici uso ufficio da diagnosi ENEA

Zona geografica	Consumo elettrico (kWh/ m^2 anno)	Consumo termico (kWh/ m^2 anno)	Consumo totale (kWh/ m^2 anno)
Nord Italia	155	102	257
Centro Italia	109	59	168
Sud Italia	116	19	135

Per quanto riguarda la grande distribuzione organizzata, in termini di usi finali dell'energia, il vettore energetico più utilizzato è quello elettrico (oltre il 90%), come risulta da studi effettuati a livello nazionale ed europeo, in particolare dallo studio delle diagnosi energetiche per il settore alimentare si evince una percentuale media di quasi il 95% tra prelevata da rete e autoprodotta e autoconsumata. Nella tabella seguente si riportano i valori dei consumi specifici medi per le varie tipologie di GDO, i valori di supermercato e ipermercato sono ricavati anche in questo caso dallo studio delle diagnosi energetiche.

Tabella 23 - Consumo specifico edifici uso commercio da diagnosi ENEA

Tipologia	Consumo totale (kWh/m^2 anno)
Minimercato	535
Supermercato	598
Ipermercato	527
Grande magazzino	255
Grande superficie specializzata	219

Anche per quanto riguarda le strutture ospedaliere, si possono aggiornare i valori riportati in Tabella 18 riferimento ai consumi specifici medi elaborati da ENEA nell'ambito di uno studio sulle diagnosi energetiche obbligatorie. Da tale studio emergono consumi elettrici medi pari a 303 kWh/m^2 e termici pari a 342 kWh/m^2.

Stima del tasso di riqualificazione

Al fine di offrire un'ulteriore osservazione rispetto ai risultati dei modelli utilizzati nel modello di simulazione alla base del PNIEC, nel presente paragrafo dedicato alla Strategia di lungo termine di riqualificazione del parco immobiliare nazionale, si approfondisce il tasso di riqualificazione degli edifici attuale e necessario al conseguimento degli obiettivi, come se ogni intervento di ristrutturazione sia di carattere profondo, ovvero preveda interventi ingenti di ristrutturazione sia degli elementi edilizi che degli impianti (**tasso virtuale di ristrutturazione profonda**). Ciò conduce necessariamente a valori del tasso più contenuti rispetto a quelli alla base dei modelli PNIEC, ma permette una normalizzazione della tipologia di intervento e del risparmio specifico ad esso connesso.

Attuale tasso di riqualificazione

Il **tasso virtuale di ristrutturazione profonda** del parco immobiliare nazionale può essere stimato con riferimento a diverse tipologie di intervento e soluzioni tecnologiche, a partire dai dati dell'accesso alle detrazioni fiscali per gli interventi di efficienza energetica (Ecobonus). Le stime sull'Ecobonus riportano che nel 2014-2018 sono stati realizzati oltre un milione e settecentomila interventi, di cui oltre 334.000 nel 2018. Tra questi, circa 140.000 richieste riguardavano la sostituzione dei serramenti, 90.000 la sostituzione dell'impianto di climatizzazione invernale e più di 70.000 l'installazione di schermature solari. I risparmi conseguiti nel 2018 sono stati ottenuti grazie alla sostituzione di serramenti per il 33% e alla coibentazione di solai e chiusure verticali per più del 28%, oltre che agli interventi sugli impianti per la climatizzazione invernale.

Il **tasso virtuale di ristrutturazione profonda** annuo del parco immobiliare nazionale, stimato partendo dalla media del risparmio energetico in kWh/m^2 conseguito nel 2014-2018 grazie agli interventi relativi al comma 344 dell'Ecobonus (riqualificazione globale), si aggira intorno a 0,26%.

Focus al 2030 e 2050

Ai fini dell'approfondimento sui **tassi virtuali di ristrutturazione profonda** al 2030 è stato predisposto un apposito strumento modellistico.

Le stime preliminari per il **settore residenziale** dei **tassi virtuali di ristrutturazione profonda** annui per il periodo 2020-2030, necessari a conseguire l'obiettivo 2030 PNIEC, mostrano la necessità di prevedere un'accelerazione del tasso virtuale di ristrutturazione profonda annuo **fino a valori intorno allo 0,7%**.

Le analisi, dal punto di vista tecnologico, sono coerenti con il trend del PNIEC di forte crescita delle pompe di calore aria-acqua da utilizzare come impianto per ACS, raffrescamento e riscaldamento, sia in contesto autonomo che centralizzato. Al 2030, in vista dell'obiettivo di decarbonizzazione quasi completa al 2050, è già ipotizzabile una crescita del tasso di trasformazione degli edifici esistenti in nZEB.

Per gli **edifici ad uso non residenziale**, è stato invece sviluppato un modello del tipo cost optimal (considerando cioè solo gli interventi di minimo costo in relazione al miglior risultato) che ha evidenziato un **tasso virtuale di ristrutturazione profonda al 2030 di 2,9%** (ospedali esclusi).

Al 2050 lo scenario obiettivo previsto dalla Long Term Strategy di cui al Regolamento Governance, prevede una decarbonizzazione quasi completa del settore civile, con un azzeramento delle emissioni dirette del settore residenziale e del settore terziario. Per raggiungere tale obiettivo, si può partire dal 2030 dello scenario obiettivo PNIEC, prevedendo adeguati interventi nel settore civile.

Per entrambi i settori residenziale e non residenziale, nel periodo 2030-2050, sarà necessario quindi effettuare un ulteriore sforzo aggiuntivo di riduzione dei consumi di energia finale e delle emissioni di CO_2 rispetto al **tasso virtuale di ristrutturazione profonda** suddetto.

(4) la superficie coperta utile totale da ristrutturare o il risparmio energetico annuo equivalente da realizzare tra il 2021 e il 2030 ai sensi dell'articolo 5 della direttiva 2012/27/UE relativo al ruolo esemplare degli edifici degli enti pubblici;

Relativamente alla riqualificazione energetica del 3% annuo della superficie degli immobili della Pubblica Amministrazione centrale di cui all'articolo 5 della Direttiva EED, si confida sulla capacità dell'attuale programmazione degli interventi di rispettare l'obbligo previsto dalla Direttiva.

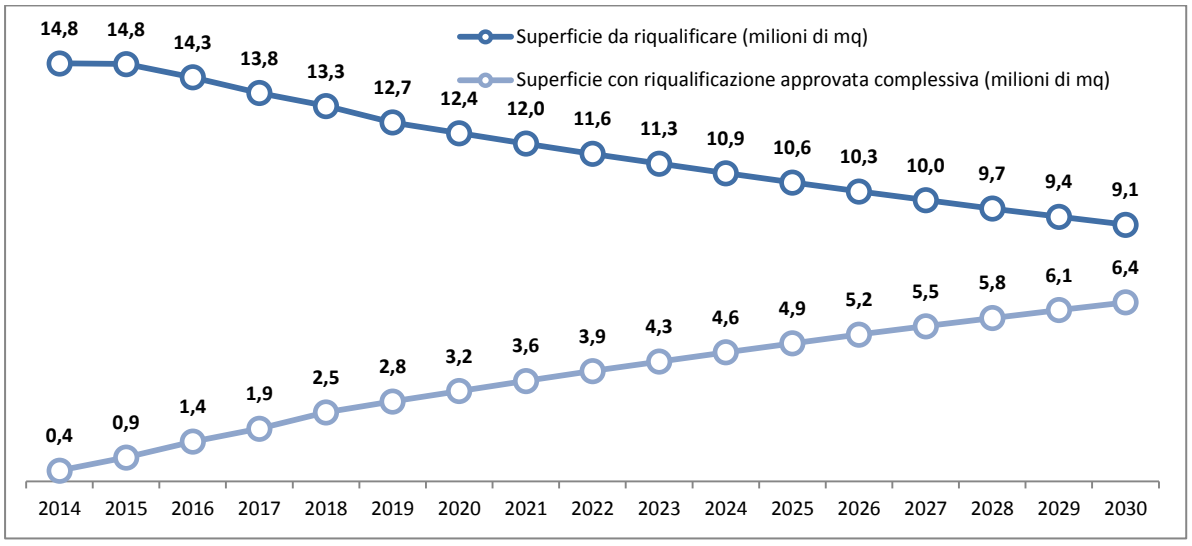
La misura vigente è stata peraltro rafforzata dalla Legge di Bilancio 2019 che ha stanziato ulteriori risorse per il programma, in misura pari a 25 mln€ per il 2019 e 40 mln€ per ciascuno degli anni dal 2020 al 2022.

È inoltre prevista la prosecuzione del Programma per la Riqualificazione Energetica degli Edifici della Pubblica Amministrazione Centrale (PREPAC) nel periodo 2021-2030, che sarà potenziato tenendo conto dell'esperienze maturate nel corso del settennio 2014-2020.

In particolare, considerando una superficie complessiva degli edifici soggetti alle disposizioni di cui all'articolo 5 della Direttiva EED, pari in Italia a 15,2 mln m^2, per 4.102 occupazioni, si prevede che nel periodo 2021-2030 saranno soggetti a riqualificazione energetica 3,2 mln m^2 afferenti agli edifici della Pubblica Amministrazione centrale.

Nella Figura seguente si riportano l'andamento delle superfici per cui è stata programmata e finanziata la riqualificazione, e le superfici che rimangono da riqualificare. I dati dal 2014, ovvero dall'anno di inizio dell'obbligo, al 2018 sono a consuntivo, mentre per gli anni successivi e fino al 2030 si ipotizza il rispetto del tasso minimo del 3% previsto dalla Direttiva EED.

Figura 19 - Trend di riqualificazione del parco immobiliare della PA centrale (mln m^2)



ii. Tappe indicative fissate al 2030, 2040 e 2050, indicatori di progresso messi a punto a livello nazionale, una stima affidabile del risparmio energetico atteso nonché dei benefici in senso lato, e relativi contributi al conseguimento dei traguardi unionali di efficienza energetica come previsto nelle tabelle di marcia stabilite nelle strategie di ristrutturazione a lungo termine per il parco nazionale di edifici residenziali e non residenziali, pubblici e privati, in conformità all'articolo 2 bis della Direttiva 2010/31/UE

Si rimanda a quanto descritto nel precedente punto i.(3).

iii. Se del caso, altri obiettivi nazionali, compresi obiettivi o strategie a lungo termine e obiettivi settoriali e obiettivi nazionali in ambiti quali l'efficienza energetica nel settore dei trasporti e relativamente a riscaldamento e raffreddamento

Il conseguimento degli obiettivi energetici, come già descritti, è strategicamente correlato al rinnovo del parco immobiliare, sia della Pubblica Amministrazione che privato, dando priorità all'efficienza energetica e all'utilizzo delle energie rinnovabili.

Per conseguire gli obiettivi è necessario l'impiego di tecnologie che siano in grado di assicurare bassi fabbisogni di riscaldamento, raffrescamento e acqua calda sanitaria (ACS), da soddisfare con elevata efficienza energetica e con l'utilizzo di fonti rinnovabili. Occorre inoltre considerare l'aumento della domanda di comfort nelle abitazioni, in particolare collegato alla necessità relativamente nuova di raffrescamento.

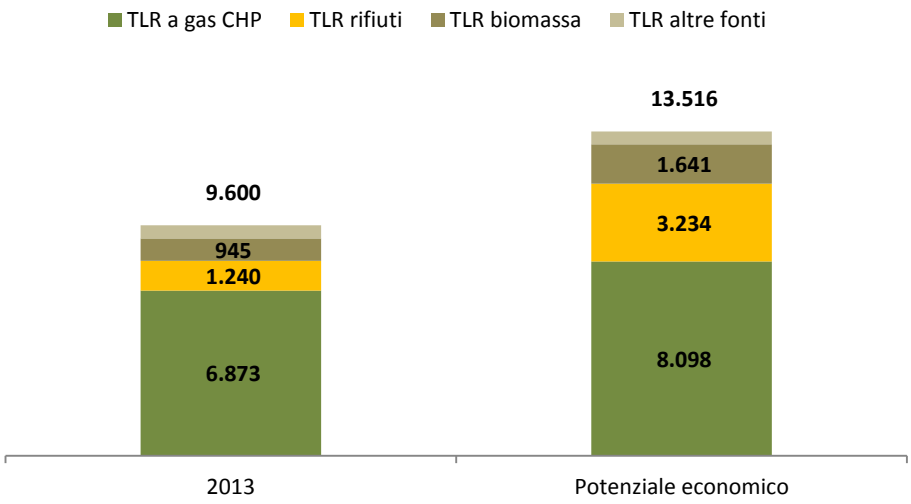
Fra le soluzioni disponibili giocano un ruolo strategico le pompe di calore (pdc), sia elettriche che a gas, che consentono l'erogazione dei servizi di riscaldamento, di condizionamento e produzione di ACS con un solo apparecchio, rendendo la pdc un dispositivo di sicuro interesse per la climatizzazione di buona parte degli edifici civili situati sul territorio nazionale.

Inoltre, l'Italia perseguirà un obiettivo di espansione dell'uso del teleriscaldamento e teleraffrescamento efficiente, sfruttando il potenziale economico residuo in modo coerente con gli altri obiettivi di politica energetica e ambientale, quali la riduzione del fabbisogno di termovalorizzazione dei rifiuti e la limitazione dell'uso delle biomasse per motivi di riduzione delle emissioni.

In particolare, secondo quanto risultato dal rapporto di valutazione del potenziale nazionale di applicazione della Cogenerazione ad Alto Rendimento e del teleriscaldamento efficiente previsto dall'articolo 14 della Direttiva EED, redatto dal GSE, il potenziale economicamente sostenibile di incremento dell'energia erogata da teleriscaldamento è di circa 4.000 GWh, per un'estensione delle reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento a livello nazionale pari a circa 900 km, aggiuntivi rispetto agli attuali circa 4.100 km. Di questo potenziale è atteso prossimamente un riesame nell'ambito dell'aggiornamento previsto dalla Direttiva 2012/27/UE (EED).

Sempre lo stesso rapporto del GSE stima un potenziale economico incrementale della CAR nei settori industriale e terziario di circa 14 TWh di calore e di 10 TWh elettrici. A questo proposito si dovranno valutare le possibili sinergie tra promozione dell'efficienza energetica e utilizzo di rinnovabili termiche, nonchè i benefici di sector coupling elettrico-termico possibili con l'alimentazione degli impianti CAR con biometano.

Figura 20 - Potenziale economico di incremento dell'energia erogata da TLR per fonte (GWh) [Fonte: GSE, Rapporto di valutazione del potenziale nazionale di applicazione della CAR e del TLR. 2015-2016]



La valutazione citata del potenziale incrementale del teleriscaldamento è stata condotta congiuntamente all'analisi del potenziale incrementale della Cogenerazione ad Alto Rendimento e si è al momento prioritariamente focalizzata sulle fonti principali per entrambe le finalità (TLR e CAR) ovverosia gas naturale, biomasse e rifiuti. Può risultare interessante condurre un'analisi approfondita ad ampio spettro dell'integrazione con le reti di teleriscaldamento di alcune tecnologie, a oggi marginali in ambito TLR ma potenzialmente promettenti in tessuto urbano ad alta densità, quali ad esempio il solare termico, le pompe di calore centralizzate o il recupero di scarti di energia termica da impianti dislocati sul territorio. La valutazione del potenziale del teleriscaldamento e della Cogenerazione ad Alto Rendimento e dell'integrazione con queste tecnologie verrà aggiornata e approfondita, con orizzonte al 2030 (secondo quanto previsto dall'art.15 della Direttiva RED II), tenendo conto di una nuova generazione di impianti di teleriscaldamento che si affaccia all'uso (quarta generazione), caratterizzata dal basso livello di temperatura del fluido termovettore e del ruolo che potrebbero giocare gli accumuli termici, associati a impianti solari, impianti CAR e reti di teleriscaldamento.

2.3 Dimensione della sicurezza energetica

In questo paragrafo si tratta, oltre che di sicurezza dell'approvvigionamento di gas da paesi terzi, anche di sicurezza del sistema elettrico, in quanto si ritiene che la sicurezza del sistema energetico nel suo complesso debba considerare anche la sicurezza della fornitura ai consumatori e ciò anche in considerazione di alcuni elementi specifici dell'Italia: per un verso, i due sistemi sono e saranno ancor più fortemente interdipendenti, dal momento che la produzione elettrica è assicurata sostanzialmente da fonti rinnovabili e gas, con un ruolo del carbone minoritario; per altro verso, come detto in precedenza, è intenzione del Governo abbandonare il carbone per la produzione elettrica entro il 2025.

La sicurezza dell'approvvigionamento energetico sarà garantito da una diversificazione delle rotte di approvvigionamento di GNL e soprattutto dalla riduzione delle importazioni energetiche grazie a uno sviluppo sostenuto della generazione da fonti rinnovabili e dall'incremento dell'efficienza energetica.

i. Gli elementi di cui all'articolo 4, lettera c

(1) gli obiettivi nazionali:

1. *incrementare la diversificazione delle fonti di energia dei relativi approvvigionamenti da paesi terzi, nell'ottica di ridurre la dipendenza dalle importazioni di energia;*

2. *aumentare la flessibilità del sistema energetico nazionale;*

3. *affrontare limitazioni o interruzioni di approvvigionamento di una fonte di energia, nell'ottica di accrescere la resilienza dei sistemi energetici regionali e nazionali, compreso un calendario delle scadenze per il raggiungimento degli obiettivi;*

Settore gas

Dagli scenari considerati è previsto un fabbisogno di 49 Mtep di gas naturale (circa 60 GSm^3) al 2030 con un picco di consumi intorno al 2025 dovuto alla fuoriuscita del carbone dal mix di generazione elettrica. A questo va aggiunto il biometano, al momento quantificato in circa 1 GSm^3 dedicato al trasporto come da sistema di obblighi di biocarburanti vigente, ma che in prospettiva potrebbe contribuire ulteriormente come fonte di gas rinnovabile in tutti gli usi finali compresa la generazione elettrica. Il sistema gas giocherà quindi un ruolo indispensabile per il sistema energetico nazionale e potrà divenire il perno del sistema energetico "ibrido" elettrico-gas, anche alla luce dello sviluppo dei gas rinnovabili (biometano, idrogeno e metano sintetico) e della spinta per la diffusione di carburanti alternativi nei trasporti. Tale ruolo centrale del gas nel sistema energetico sarà garantito senza lo sviluppo di nuove grandi infrastrutture oltre quelle già in costruzione o previste.

Il sistema gas italiano, geograficamente "a valle" dei più importanti transiti di gas naturale che attualmente attraversano l'Europa (gas russo e gas del Mare del Nord), è caratterizzato notoriamente da un livello dei prezzi di scambio del gas superiore a quello dei principali hub europei. Questo spread è dovuto a un'ancora incompleta integrazione del mercato italiano con i mercati più liquidi nord europei, a cui è connesso tramite il gasdotto svizzero Transitgas che ha una gestione delle capacità di trasporto a breve termine non corrispondente alle regole europee, che non consente agli shipper di bilanciare giornalmente i prezzi tra i due mercati. Tale situazione è in

fase di marcato peggioramento a causa della messa fuori esercizio di uno dei due gasdotti che costituiscono il sistema di trasporto TENP in Germania, che collega il gasdotto svizzero Transitgas al nord Europa.

In condizioni normali questo comporta esclusivamente un più alto costo dell'energia in Italia, ma in particolari condizioni congiunturali il sistema può rischiare la crisi degli approvvigionamenti. Per quanto riguarda gli standard di approvvigionamento quindi, recenti analisi condotte dal MiSE a seguito delle variazioni del quadro generale nell'ultimo inverno (2017/2018) hanno evidenziato alcune criticità nella copertura della domanda negli scenari previsti dal Regolamento stesso.

Infatti, nella valutazione di misure infrastrutturali, il Regolamento (UE) 2017/1938 ha imposto agli Stati membri di adottare le misure necessarie a soddisfare la domanda massima giornaliera di gas anche nel caso dovesse verificarsi l'interruzione totale del flusso della principale infrastruttura di approvvigionamento di gas del paese, cioè di quella dotata della più elevata capacità di fornitura, secondo la cosiddetta "Formula N-1" (nel caso dell'Italia, il metanodotto di importazione del gas russo).

I risultati della formula N-1 contenuti nell'ultimo documento di analisi del rischio trasmesso nel 2017 dall'Italia alla Commissione europea contengono un valore molto vicino alla soglia minima al di sotto della quale lo standard infrastrutturale dello Stato è considerato inadeguato a garantire i necessari livelli di sicurezza per il paese. Questo risultato è dovuto sia alla crescita della domanda di punta di gas registrata negli ultimi anni, sia, e soprattutto, alla diminuzione dei flussi, già registrati o fondatamente prevedibili, di alcuni importanti metanodotti di importazione in esercizio, sia per motivi tecnici legati alla funzionalità del metanodotto, sia per la diminuzione dei volumi dei contratti di importazione in corso di rinegoziazione con l'Algeria.

Le simulazioni attuali più dettagliate, aderenti a cosa potrebbe succedere in caso di una interruzione della principale fonte di approvvigionamento nel corso dei prossimi inverni, evidenziano rischi per il sistema che, in alcuni scenari, potrebbe non riuscire a coprire il fabbisogno di gas degli utenti connessi.

Gli esiti delle simulazioni evidenziano infatti la non ottimale condizione dell'approvvigionamento italiano di gas naturale in caso di situazioni di crisi che potrebbero manifestarsi nei prossimi inverni, condizioni che verranno riportate alla soglia minima tramite l'ottimizzazione dei flussi di ingresso.

Nel settore gas l'obiettivo principale è quindi quello di garantire un sistema complessivamente più sicuro, flessibile e resiliente, in grado di fronteggiare un contesto di mercato tendenzialmente più incerto e volatile, e di supportare il forte sviluppo delle fonti rinnovabili non programmabili, garantendo la copertura della domanda di energia soprattutto in relazione ai picchi di domanda coincidenti con bassi livelli di produzione delle fonti rinnovabili.

Questi obiettivi possono essere raggiunti tramite:

- l'incremento della diversificazione delle fonti di approvvigionamento, attraverso l'ottimizzazione dell'uso delle infrastrutture esistenti e lo sviluppo del mercato del GNL e l'incremento in rete di quote crescenti dei gas rinnovabili (biometano, metano sintetico e a tendere idrogeno);
- il miglioramento della flessibilità del sistema nazionale rispetto alle fonti di approvvigionamento, tramite l'ammodernamento della rete di trasporto del gas, anche ai fini dell'aumento dei suoi standard di sicurezza e controllo, secondo quanto previsto nei Piani decennali di sviluppo delle società di trasporto;
- il miglioramento del margine di sicurezza in caso di elevati picchi di domanda;
- il coordinamento dei piani di emergenza nazionali con quelli degli altri Paesi che sono collegati ai medesimi corridoi di approvvigionamento fisico, come previsto dal Regolamento europeo 1938/2017 sulla sicurezza del sistema del gas, stabilendo anche possibili misure di solidarietà tra Stati membri.

Settore dei prodotti petroliferi

I prodotti petroliferi, seppur caratterizzati da una domanda in contrazione al 2030, rappresenteranno comunque il 31% del totale del fabbisogno energetico nazionale, in particolare nei settori trasporti e petrolchimico. Nel percorso verso modelli economici di sviluppo basati sulle fonti rinnovabili, si è comunque consapevoli che anche il settore della raffinazione potrà contribuire positivamente alla transizione verso un'economia a minor contenuto di carbonio potendo contare su un alto grado di specializzazione, su processi produttivi all'avanguardia e su un continuo forte impegno in termini di ricerca e sviluppo.

I prodotti petroliferi rappresentano ancora una materia prima anche per la cosiddetta green chemistry e per la produzione di plastiche, fibre e gomme sintetiche, detergenti e altri prodotti di largo impiego. Negli ultimi anni i prodotti petroliferi hanno coperto circa il 90% del fabbisogno di materia prima del petrolchimico, seguiti da gas e solidi solo in misura marginale. Gli approvvigionamenti più importanti dall'estero sono costituiti da petrolio e prodotti raffinati. Le forniture provengono in maggioranza da Paesi con elevati profili di rischio geopolitico; a controbilanciare tale situazione sfavorevole vi è la forte diversificazione dei fornitori, avviata in tempi storici (Algeria, Libia, Iran, Russia) e continuata attivamente sino a oggi (es. Azerbaigian, Qatar, USA, Canada). Rimane il tema della dipendenza da alcuni di essi, in particolare per quanto riguarda i carburanti avio che potrebbero essere soggetti a tensioni sui prezzi.

Le scorte italiane di greggio e prodotti petroliferi nel 2018 ammontano a 130 giorni di importazioni secondo la metodologia dell'Agenzia Internazionale per l'Energia, corrispondenti a 90 giorni di importazioni nette secondo la vigente normativa europea. L'Italia ha comunque sviluppato un efficiente sistema di scorte la cui gestione è affidata all'Acquirente Unico - OCSIT, operante sotto la vigilanza del MiSE, con l'obbligo di acquistare l'equivalente di 30 giorni di scorte di sicurezza, per conto dello Stato, entro il 2022. L'OCSIT, che opera senza fini di lucro con costi a carico degli operatori petroliferi in base al loro immesso in consumo sul mercato nazionale, agisce acquisendo, vendendo, mantenendo le scorte dei principali prodotti petroliferi nel territorio italiano. Dall'inizio dell'operatività nel 2014 l'OCSIT ha acquistato, tramite gare pubbliche, l'equivalente di 12 giorni di scorte e continuerà a operare accelerando la tempistica di acquisto delle scorte in modo da approfittare dell'attuale basso livello dei prezzi dei prodotti petroliferi.

La crisi della raffinazione ha comportato, in Italia, la riconversione di cinque importanti raffinerie: Mantova, Roma e Cremona sono state riconvertite in poli logistici, mentre Marghera è stata riconvertita in bioraffineria e a Gela è in fase conclusiva tale riconversione, in prospettiva finalizzata alla produzione di biocarburanti avanzati, settore dove l'Italia vanta una leadership tecnologica importante.

Settore elettrico

Gli obiettivi nazionali nell'ambito della sicurezza energetica per il settore elettrico sono suddivisi tra obiettivi di natura infrastrutturale, finalizzati a incrementare la sicurezza di alimentazione nelle diverse condizioni attese, in coerenza con gli scenari ENTSO-E e con le previsioni del TSO, e obiettivi di natura gestionale/organizzativa, finalizzati a implementare la normativa necessaria a rimuovere gli ostacoli e i vincoli che rallentano la realizzazione dei predetti interventi, nonché per indirizzare i relativi investimenti nella direzione degli obiettivi generali del Piano, secondo criteri di efficacia costi-benefici.

Lo sviluppo delle interconnessioni con le altre reti e di soluzioni volte a creare sinergie con il settore gas (sector coupling), in un contesto di profondi mutamenti del mercato europeo, risponde all'esigenza, oltre che di ampliare la dimensione del mercato stesso e di ridurre il gap di prezzo, anche di affrontare meglio i problemi di affidabilità del sistema in termini di adeguatezza e flessibilità.

La capacità di interconnessione italiana è oggi concentrata soprattutto sulle frontiere nord-ovest e nord-est del Paese, integrata da connessioni anche con la Grecia e, a partire da novembre 2019, con il Montenegro.

È previsto di potenziare ulteriormente le interconnessioni verso tali frontiere (cfr. par. 2.4.1) per contribuire agli obiettivi posti dall'Energy Union, secondo un approccio costi-benefici e privilegiando il collegamento con sistemi a forte sviluppo di energia rinnovabile e/o in grado di contribuire al contenimento dei prezzi interni. Lo sviluppo delle opere di rete è contenuto nei Piani di sviluppo del TSO approvati dal MiSE, previa acquisizione del parere del regolatore che svolge una consultazione pubblica, e sottoposti alla procedura di VAS.

Sul piano interno, il nuovo sistema di generazione sarà caratterizzato da una forte crescita delle rinnovabili non programmabili e di piccola taglia, con una crescente complessità gestionale per la rete e un altrettanto crescente richiesta di flessibilità per il bilanciamento. Sia pure considerando la possibilità che gradualmente si modifichino gli assetti infrastrutturali e lo stesso disegno di mercato, oggi gli scenari di forte crescita della produzione rinnovabile sono tecnicamente sostenibili in condizioni di sicurezza, a condizione che siano contestualmente realizzate le opere di sviluppo della rete (nuovi elettrodotti e potenziamento di tratti esistenti) già previste nei piani di Terna, in modo da gestire i fenomeni indotti dal cambiamento del mix produttivo, ivi compreso il processo di phase out dal carbone, e incrementare la capacità di transito interzonale. Oltre alle opere già previste, la presenza di congestioni richiede secondo le analisi tecniche un ulteriore sviluppo della rete di trasmissione per incrementare di 1000 MW la dorsale adriatica.

La realizzazione di una vasta capacità di accumulo, e soluzioni di stoccaggio che prevedano l'utilizzo dei vettori energetici alternativi (idrogeno/metano sintetico), sia concentrata a servizio della rete sia diffusa, è parimenti indispensabile a mitigare alcune criticità e disporre di adeguate risorse di flessibilità.

Un obiettivo centrale sarà il mantenimento di condizioni di adeguatezza del sistema anche nel medio-lungo termine, soprattutto in uno scenario di forte cambiamento del mix di generazione nazionale ed europeo e del ventaglio delle risorse possibili (demand response; tecnologie di accumulo) e disponibili; tale obiettivo richiede adeguati strumenti di intervento, in questa fase indentificati soprattutto nel nuovo meccanismo di remunerazione della capacità. Concorrono agli stessi scopi, inoltre, gli interventi finalizzati ad assicurare la più ampia partecipazione al mercato dei servizi di tutte le risorse che possono contribuire alla sicurezza.

Con un orizzonte temporale fissato al 2030, si ritiene di fissare una serie di obiettivi, come di seguito descritto, per ciascun'area di intervento. Al termine del paragrafo, si riassumono gli obiettivi e si fornisce una dimensione quantitativa degli stessi, in maniera da raccordare ogni obiettivo con le relative misure di dettaglio come descritte al paragrafo 3.3.

ii. Obiettivi nazionali per incrementare la diversificazione delle fonti e relativi all'approvvigionamento da paesi terzi e nell'ottica di accrescere la resilienza dei sistemi energetici regionali e nazionali

Settore gas

Considerato che il gas continuerà comunque a svolgere nel breve-medio periodo una funzione essenziale, in sinergia con le fonti rinnovabili, per gli usi industriali e domestici (oltre che per i trasporti) e soprattutto per la generazione elettrica, occorre continuare a prestare una particolare attenzione alla diversificazione delle fonti di approvvigionamento.

Le forniture di gas attualmente provengono prevalentemente da Paesi con elevati profili di rischio geopolitico; per controbilanciare tale situazione sfavorevole si è cercato di diversificare i fornitori

non europei (Algeria, Libia, Qatar, Russia) già da diversi anni e si continua ancora attivamente in questa direzione (e.g., Azerbaijan, e USA e Canada come GNL).

Per quanto riguarda l'obiettivo della diversificazione della capacità di importazione, si sta procedendo:

- a ottimizzare l'uso della capacità di importazione di GNL nei terminali esistenti, il mantenimento della capacità dei quali continuerà ad avere un ruolo strategico, anche per favorire la partecipazione dell'Italia al mercato mediterraneo e globale del GNL in concorrenza con i terminali del nord Europa;
- all'apertura del corridoio sud tramite TAP (Trans Adriatic Pipeline), infrastruttura che verrà messa in funzione in un orizzonte di breve termine (entro il 2020) consentendo l'importazione di circa 8,8 mld di m^3 all'anno di gas azero in Italia e con un potenziale incremento di capacità per ulteriori 10 mld di m^3 all'anno realizzabile senza nuovi interventi infrastrutturali sul suo tratto italiano per il quale è in corso il processo di offerta di capacità per la fase 2;
- progetto EastMed: il progetto, pur potendo consentire dal 2025 una ulteriore diversificazione delle rotte attuali (l'Italia è il Paese che più di ogni altro all'interno dell'UE diversifica le proprie fonti), potrebbe non rappresentare una priorità visto che gli scenari di decarbonizzazione possono essere attuati tramite le infrastrutture esistenti e il summenzionato TAP.

Appare inoltre utile favorire la produzione di gas rinnovabili da immettere in rete e, in prospettiva, per tutti gli usi finali compresa la generazione elettrica.

Settore elettrico

Obiettivo principale è l'implementazione di nuovi strumenti di mercato, finalizzati a orientare gli investimenti in nuovi sistemi di accumulo e capacità di generazione e a promuovere (anche in questo campo come per il mercato dei servizi alla rete) un ruolo progressivamente più attivo della domanda e di altre risorse che possono concorrere all'adeguatezza, sulla base di standard prefissati. Ciò sarà attuato con un nuovo mercato della capacità, avviato negli ultimi mesi del 2019, valorizzando soluzioni tecnologicamente avanzate e a basso impatto ambientale, in coerenza con gli obiettivi generali del Piano sul fronte della decarbonizzazione, e con le esigenze poste dalla penetrazione delle rinnovabili non programmabili. In tale contesto, in linea anche con gli orientamenti emersi dalla consultazione pubblica, si valuterà anche la possibilità per gli operatori di piccoli impianti associati tra loro di partecipare ai servizi di bilanciamento delle FER non programmabili. In un sistema elettrico alimentato da un mix energetico in cui la quota di energia rinnovabile è prevista in forte crescita, la struttura dei costi di generazione tenderà infatti a sbilanciarsi verso i costi fissi, anche per gli impianti convenzionali, chiamati a lavorare per un numero di ore annue inferiori rispetto agli standard progettuali. Meccanismi di mercato basati sulla capacità, quindi, oltre a risultare indispensabili sul fronte della sicurezza e adeguatezza, possono avere nel medio-lungo termine anche effetti positivi sul fronte dei costi dei servizi alla rete e dei prezzi all'ingrosso.

Occorre in proposito aggiungere che, tra le varie azioni coordinate portate avanti dai Paesi europei, vi è anche un diverso approccio ai temi dell'adeguatezza e della sicurezza, non più esclusivamente demandato ai singoli Stati, ma da valutare nel suo complesso, ferma restando la responsabilità dei singoli Paesi. A tal riguardo, il regolamento 714/2009, recentemente modificato con l'adozione del Regolamento elettrico 2019/943 del 5 giugno 2019, stabilisce che sia l'ENTSO-E a delineare gli scenari di adeguatezza e sicurezza a livello generale (outlook semestrali e di medio termine), lasciando poi ai singoli gestori di ogni Paese il compito di definire i dettagli e le specificità di ciascun

sistema. Nell'ultimo outlook relativo all'adeguatezza nel medio termine (Mid-term adequacy forecast - 2019), l'ENTSO-E ha evidenziato criticità per l'Italia già nel breve termine (2021) in alcune zone (Sicilia) e in misura ancora più gravosa nel medio termine (2025) in tutto il Centro-Nord e nelle Isole Maggiori. Il fenomeno non è nuovo in quanto da alcuni anni, a causa della riduzione della capacità termoelettrica, in condizioni di particolare stress (tipicamente le punte di consumo estive e le stagioni invernali, con contestuali problemi di indisponibilità di parte degli impianti dai Paesi di interscambio e conseguenti riduzioni del saldo con l'estero) l'Italia ha conosciuto una riduzione del margine di riserva operativa, in particolare nelle aree del Centro-Nord del Paese. Le analisi svolte da Terna, contenute nell'Adequacy Report, hanno segnalato che, in uno scenario inerziale, certamente al 2025, le soglie dei due indici LOLE (Loss of Load Expectations, che rappresenta il numero di ore all'anno in cui la domanda è superiore alle risorse disponibili, incluso l'import) e ENS (Expected Energy Not Served, che rappresenta l'eccedenza della domanda rispetto alle risorse disponibili, misurata in energia) non sarebbero rispettate. A tale ultimo riguardo, il Governo italiano ha fissato a 3h/anno il valore del LOLE.

In considerazione di quanto sopra evidenziato, il Governo italiano - al pari di molti altri Paesi europei - ha ritenuto necessario dotare il sistema di strumenti atti a garantire nel medio-lungo termine la disponibilità di capacità necessaria a soddisfare i requisiti di adeguatezza del sistema elettrico italiano e nel contempo a promuovere lo sviluppo di nuova capacità efficiente e sostenibile dal punto di vista ambientale; a tal fine, la disciplina del mercato della capacità è stata integrata, con la previsione di limiti emissivi della CO_2 per unità di energia erogata per promuovere fin da subito gli impianti a basso impatto ambientale (oltre che la domanda attiva e le rinnovabili), escludendo gli impianti a carbone. In tal senso, l'Italia ha anticipato quanto previsto anche dal Regolamento europeo 943/2019 e ha reso il nuovo strumento funzionale alla transizione verso gli obiettivi di decarbonizzazione della produzione elettrica. Il sistema è stato avviato con l'effettuazione delle aste per gli anni 2022 e 2023.

Il consolidamento del sistema sul fronte dell'adeguatezza tramite meccanismi di remunerazione della capacità comporterà una diversa struttura dei costi per il sistema, con un costo di remunerazione della potenza che verrebbe bilanciato, in termini di benefici, dai vincoli di offerta per gli impianti e le risorse che aderiranno al nuovo sistema e dunque dall'effetto di calmieramento dei prezzi sui mercati dell'energia e dei servizi; si aggiungono a questi gli importanti benefici in termini di aumento della sicurezza, per cui il rafforzamento dei margini di riserva potrà gradualmente ridurre la necessità di mettere in campo misure straordinarie in occasione delle criticità stagionali, come il potenziamento dell'interrompibilità e della riserva terziaria di sostituzione.

Un ulteriore obiettivo riguarda lo sviluppo importante della capacità di accumulo, che sarà gradualmente, ma sempre più, indirizzata anche verso soluzioni "energy intensive", per limitare il fenomeno dell'overgeneration e favorire il raggiungimento degli obiettivi di consumo di energia rinnovabile. Fra le tecnologie di stoccaggio, i sistemi di storage idroelettrico costituiscono oggi l'opzione più matura. La forte penetrazione delle rinnovabili richiederà prima di tutto un incremento dell'utilizzo degli impianti di pompaggio esistenti, grazie anche ai rinforzi di rete pianificati, nel nord Italia, oltre a nuovi impianti della stessa tipologia. Gli impianti di pompaggio, infatti, rappresentano un'importante risorsa per l'adeguatezza oltre che per la sicurezza e flessibilità del sistema, essendo in grado di fornire nelle ore di più alto carico la massima capacità disponibile, assicurata dal riempimento degli invasi a monte, a seguito della programmazione in pompaggio di tali impianti nelle ore di basso carico. Per i prossimi anni è necessario perseguire, inoltre, anche un cospicuo sviluppo dello storage elettrochimico sia a livello distribuito che centralizzato, guidato da una curva di riduzione dei costi che renderà sempre più vantaggiosi i sistemi distribuiti di generazione fotovoltaica con batteria.

Infine, l'obiettivo di una maggiore resilienza del sistema elettrico andrà perseguito attraverso azioni volte a rafforzare le reti e i sistemi di controllo attraverso l'ottimizzazione dei meccanismi di coordinamento tra i diversi soggetti istituzionali competenti; tale obiettivo riguarderà il miglioramento della capacità di prevenzione, lo sviluppo della resistenza del sistema agli eventi di stress, l'efficacia del pronto intervento e ripristino del servizio nei casi di interruzione e la garanzia dell'incolumità di tutti i soggetti a vario titolo coinvolti. Gli obiettivi in tale ambito devono necessariamente tener conto della dimensione transnazionale dei rischi per la sicurezza, data la crescente interconnessione delle reti di trasmissione, e della conseguente necessità di un maggior coordinamento tra i Paesi europei anche nella definizione dei Piani nazionali.

Ai fini della sicurezza del sistema elettrico, a livello nazionale si è aperto un tavolo di confronto tecnico tra ARERA, TSO e i DSO, per individuare le azioni volte a incrementare la resilienza delle infrastrutture elettriche a fronte dei sempre più frequenti eventi meteorologici di grave entità che comportano interruzioni del servizio, prolungate e diffuse sul territorio. Con specifici indirizzi, il MiSE ha previsto che sia i concessionari della distribuzione sia Terna presentino i piani di resilienza, indicando le aree e le linee più a rischio, i fenomeni che possono compromettere il servizio e gli interventi per evitare o comunque ridurre la probabilità e l'estensione dell'interruzione. I gestori di rete devono inoltre indicare le azioni, anche di coordinamento con altri attori istituzionali quali la Protezione Civile, gli enti locali e le Prefetture, per ripristinare il servizio qualora, in connessione all'evento, si manifestino i disservizi.

L'ARERA, con la Delibera 18/12/2018 668/2018/R/eel, ha individuato un sistema di premialità e penalità per incentivare gli interventi della resilienza.

iii. Se del caso, obiettivi nazionali relativi alla riduzione della dipendenza dalle importazioni di energia da paesi terzi, nell'ottica di accrescere la resilienza dei sistemi energetici regionali e nazionali

L'obiettivo di incremento dell'indipendenza energetica sarà perseguito prevalentemente mediante l'incremento della produzione da energia rinnovabile e dell'efficienza energetica, in misura precisata nei relativi capitoli. Sulla base dello scenario con obiettivi, la dipendenza energetica dovrebbe ridursi dal 77,7% del 2016 a circa il 68% nel 2030. La resilienza del sistema energetico nel suo complesso sarà migliorata anche con un maggior grado di integrazione delle interconnessioni elettriche con gli altri Stati (si veda capitolo in proposito), nonché con la diversificazione delle fonti di approvvigionamento.

iv. obiettivi nazionali per aumentare la flessibilità del sistema energetico nazionale, in particolare mediante lo sviluppo delle fonti energetiche interne, la gestione della domanda e lo stoccaggio

Gli obiettivi sulle fonti rinnovabili saranno perseguiti prevalentemente attraverso lo sviluppo delle risorse nazionali, sia pure in un contesto di interscambio con gli altri Paesi.

L'utilizzo della gestione della domanda e degli accumuli per migliorare flessibilità e sicurezza del sistema (elettrico, e di conseguenza, anche del gas) è già in fase di avvio. In particolare, in applicazione di norme di legge, l'ARERA ha definito i criteri per consentire la partecipazione al mercato dei servizi di dispacciamento alla domanda, alle unità di produzione non già abilitate (quali quelle alimentate da fonti rinnovabili non programmabili e la generazione distribuita) nonché ai sistemi di accumulo, ivi incluse le batterie delle auto elettriche. Sono dunque stati avviati progetti pilota che consentono a figure denominate aggregatori di partecipare al mercato aggregando unità di consumo, unità di produzione non rilevanti, unità di produzione rilevanti non già abilitate al mercato dei servizi, anche in configurazioni miste (UVAM: unità virtuali abilitate miste). Si prevede, a valle della sperimentazione in corso, di integrare tali modalità di partecipazione al mercato nel

quadro regolatorio. A tale ultimo riguardo, è in corso di revisione da parte di ARERA la complessiva regolazione del dispacciamento, anche in considerazione delle nuove disposizioni normative UE, con l'obiettivo di promuovere una riorganizzazione del mercato dei servizi ancillari e della disciplina degli sbilanciamenti in modo da rendere i mercati più efficienti, assicurare la massima partecipazione di tutte le risorse disponibili nel rispetto dei vincoli di sicurezza e di contenere i costi per il sistema.

Particolare rilievo avranno gli accumuli, non solo in ottica sicurezza e flessibilità, ma anche per ridurre al minimo le overgeneration. In proposito, in base alle analisi di scenario con obiettivi e tenendo conto delle traiettorie obiettivo delle rinnovabili, oltre alla gestione ottimale dei sistemi di accumulo idrico esistenti, sono stati stimati necessari, già nel medio periodo (2023 circa) nuovi sistemi di accumulo per quasi 1.000 MW in produzione, tra idroelettrico ed elettrochimico. Per il 2030 stime preliminari indicano un fabbisogno, funzionale anche a contenere l'overgeneration da rinnovabili intorno a 1 TWh, pari a circa 6.000 MW tra pompaggi ed elettrochimico a livello centralizzato, aggiuntivi agli accumuli distribuiti (a cui corrispondono circa 4.000 MW). A questi scopi, è stato avviato uno studio per l'individuazione di siti adatti a nuovi impianti di pompaggio basati su laghi o bacini esistenti.

Tali stime, peraltro, assumono non solo la realizzazione degli interventi di ampliamento delle risorse che concorrono al mercato dei servizi, ma anche opere di potenziamento e ammodernamento della rete elettrica di trasmissione e distribuzione, comprendenti sia incrementi della magliatura, anche in ottica smart grids, sia installazione di apparati finalizzati alla gestione ottimale dei flussi energetici. In tal senso, si prevede che gli interventi di rete e la nuova capacità di accumulo dovranno essere programmati in coordinamento con quelli di sviluppo delle rinnovabili, in modo da favorire la localizzazione degli impianti sulla base di criteri che considerino la disponibilità delle risorse, di siti idonei, nonché i vincoli e la fattibilità economica, in ragione anche di un'accresciuta capacità del sistema di spostare temporalmente la disponibilità di energia, così come previsto da Regolamento e Direttiva del mercato elettrico, recentemente approvati.

Parallelamente, anche in considerazione delle nuove norme UE, si provvederà a individuare modalità efficaci di attrazione degli investimenti privati, oltre che sul fronte della generazione, anche degli accumuli. Potranno inoltre essere valutate soluzioni di stoccaggio che prevedano l'utilizzo di vettori energetici alternativi (per es. idrogeno).

Seppure non si tratti di un obiettivo in sé, va comunque citato l'intendimento di semplificare e velocizzare le procedure di autorizzazione per l'esecuzione delle opere connesse ai punti predetti, provvedendo ove necessario ad aggiornare la normativa di riferimento. Sarà, ad esempio, importante semplificare le procedure autorizzative dei sistemi di pompaggio, anche relativamente a piccoli impianti distribuiti.

Accanto al pompaggio e all'accumulo elettrochimico, si intende promuovere lo sviluppo di altre tecnologie che consentano l'accumulo di energia e/o l'integrazione con altri vettori. Tra queste, un ruolo di primo piano potrà essere ricoperto, nel lungo termine, dal power to gas, nelle sue varie declinazioni, come anche emerso dal processo di consultazione del PNIEC. Di particolare interesse potrebbe essere la sintesi di idrogeno a partire da elettricità rinnovabile in eccesso, da impiegarsi a fini di accumulo o immissione nelle reti gas, anche previa metanazione. Si valuterà l'opportunità di avviare progetti pilota per sperimentare la funzionalità, convenienza e replicabilità di diverse soluzioni tecnologiche. Parimenti si considererà la potenzialità di tecnologie che consentano accumulo sotto forma di energia termica, soprattutto sistemi di Cogenerazione ad Alto Rendimento e reti di teleriscaldamento.

In sintesi, gli obiettivi per la sicurezza energetica del sistema elettrico e relative quantificazioni sono:

- incremento della resilienza e della flessibilità del sistema privilegiando l'utilizzo di soluzioni di gestione e controllo dei parametri di rete (frequenza, tensione, potenza di corto circuito) tecnologicamente avanzati, in grado di coniugare il raggiungimento degli obiettivi fissati nei Piani di sviluppo della rete e nei Piani di difesa del sistema con quelli derivanti dal presente Piano;
- implementazione di meccanismi di mercato della capacità, già adottati, finalizzati ad assicurare l'adeguatezza del sistema in maniera coerente con gli obiettivi di decarbonizzazione e con i target fissati per lo sviluppo delle rinnovabili e l'efficienza energetica; a tal fine sono stati fissati limiti emissivi per la CO_2 prodotta, che consentono di partecipare al mercato della capacità solo a impianti a basso impatto ambientale;
- per gli impianti di pompaggio esistenti è attesa una crescita delle ore di utilizzo rispetto ai livelli attuali del +90% per i pompaggi localizzati al nord e del +80% per gli impianti localizzati nel meridione (equivalenti per entrambi a oltre 600 ore equivalenti in accumulo);
- installazione di nuovi sistemi di accumulo per almeno 6 GW entro il 2030, prevalentemente rivolti a offrire sul mercato servizi di rete e localizzati principalmente nella zona sud seguita da Sicilia e Sardegna. Per tali sistemi - a seguito della definizione dei fabbisogni per aree di mercato e prima che si proceda all'avvio dei progetti di realizzazione - si provvederà preventivamente in accordo con le Regioni a delineare criteri localizzativi, anche al fine di evitare impatti negativi sull'ambiente, e nel rispetto delle esigenze di sicurezza del sistema elettrico. La potenza di accumulo richiesta dal sistema elettrico sarà costituita almeno per il 50% da impianti di pompaggio, mentre per la restante parte da accumuli elettrochimici con rapporto capacità/potenza di circa 8 kWh/kW. Sono state condotte anche delle analisi di sensitività che hanno evidenziato che nel caso di incremento della capacità fotovoltaica (+4 GW) o di distribuzione di capacità FV più concentrata al sud (+2 GW) rispetto agli scenari adottati nel Piano, il contingente di sistemi di accumulo richiesto potrebbe incrementare rispettivamente di 2 GW e 0,5 GW per un totale di 6,5-8 GW;
- si prevede un'elevata penetrazione di SdA accoppiati agli impianti distribuiti (circa 4,5 GW) prevalentemente rivolti a massimizzare l'autoconsumo (carica in ore centrali nel giorno e scarica nelle ore serali);
- riduzione del fenomeno dell'overgeneration fino a valori intorno a 1 TWh al 2030, attraverso il potenziamento della rete, la partecipazione di nuove risorse al dispacciamento, i nuovi sistemi di accumulo, un uso crescente dei sistemi di accumulo esistenti;
- favorire una maggiore proattività e flessibilità della domanda elettrica (demand side response) che potrebbe rappresentare un'importante risorsa come nel caso di ricarica dei veicoli elettrici per la quale è necessario, attraverso opportuni strumenti tecnologici, di mercato e misure, favorire la convergenza tra picchi di domanda e di offerta da FERNP;
- programmazione e realizzazione dello sviluppo della rete e della relativa magliatura in coerenza con le modalità di programmazione dello sviluppo degli impianti a fonti rinnovabili, per rendere più efficace il transito dei flussi di energia da sud a nord;
- aumento della resilienza delle reti anche verso fenomeni meteorologici estremi, con l'adozione e l'attuazione di specifici piani di intervento a partire dalle zone maggiormente a rischio, a tutela della continuità delle forniture e della sicurezza di persone e cose;
- semplificazione e velocizzazione delle procedure autorizzative per l'esecuzione delle opere connesse ai punti precedenti, rafforzando la consultazione e l'informazione degli stakeholders, nonché la sensibilizzazione delle popolazioni locali;
- l'integrazione delle fonti di gas rinnovabili attraverso l'utilizzo delle infrastrutture esistenti del sistema gas per il relativo trasporto, stoccaggio e distribuzione.

La transizione energetica avviata dal PNIEC e ancor più drasticamente portata avanti dalla LTS, sebbene comporti una progressiva elettrificazione consumi e un incremento della loro quota da

rinnovabili, continuerà a richiedere anche nel medio lungo termine un ruolo importante delle infrastrutture gas. Queste infrastrutture possono infatti giocare un ruolo determinante per garantire sicurezza e flessibilità al sistema elettrico italiano, per favorire l'integrazione delle nuove rinnovabili elettriche - ad esempio tramite il power to gas - e per lo sviluppo, il trasporto e lo stoccaggio dei gas rinnovabili come biometano e idrogeno. In questo scenario è attesa una sempre maggiore interconnessione tra le due reti e una maggiore convergenza tra i piani di ricerca e sviluppo, nonché una crescente sinergia nella gestione operativa delle due infrastrutture. Alcune attività in ambito di sector coupling elettrico gas sono state già avviate nel 2019 quali:

- elettrificazione di alcuni impianti di stoccaggio e compressione italiani, rendendoli "dual fuel" gas-elettrico, riducendo le emissioni, aumentando le prestazioni e, di fatto, interconnettendo le reti dei due TSO per fornire flessibilità al sistema elettrico;
- elaborazione di uno studio congiunto tra i due TSO in coerenza con gli indirizzi strategici nazionali ed europei sugli scenari di decarbonizzazione del settore energetico, propedeutico alla predisposizione dei piani decennali di sviluppo delle reti di trasmissione dell'energia elettrica e di trasporto del gas;
- in una logica di adeguatezza congiunta tra i due sistemi per rispondere alla crescente penetrazione di fonti rinnovabili elettriche non programmabili è stata rafforzata la cooperazione per le attività di ricerca su tematiche di interesse comune quali: l'utilizzo delle fonti rinnovabili programmabili, l'analisi e il monitoraggio delle infrastrutture, l'analisi idrogeologica dei territori, il monitoraggio dei cantieri, l'ottimizzazione congiunta delle reti elettriche e gas, la cybersecurity e la flessibilità.

2.4 Dimensione del mercato interno dell'energia

2.4.1 Interconnettività elettrica

i. Livello di interconnettività elettrica che lo Stato membro intende raggiungere nel 2030 tenuto conto dell'obiettivo di interconnessione elettrica di almeno il 15 % per il 2030, attraverso una strategia in cui il livello a partire dal 2021 è definito in stretta collaborazione con gli Stati membri interessati, prendendo in considerazione l'obiettivo di interconnessione del 10 % relativo al 2020 e i seguenti indicatori in base all'urgenza delle azioni:

1) differenziale di prezzo nel mercato all'ingrosso superiore a una soglia indicativa di 2 EUR/MWh tra Stati membri, Regioni o zone di offerta;

2) capacità di trasmissione nominale degli interconnettori inferiore al 30 % del carico di punta;

3) capacità di trasmissione nominale degli interconnettori inferiore al 30% della capacità installata di generazione di energie rinnovabili.

Ogni nuovo interconnettore è soggetto a un'analisi costi-benefici di tipo socioeconomica e ambientale ed è attuato soltanto se i potenziali benefici superano i costi.

A livello nazionale lo sviluppo delle linee elettriche transfrontaliere riguarda principalmente i progetti di nuovi reti pubbliche comprese nei Piani di sviluppo di Terna, che sono integrati da nuove interconnessioni finanziate integralmente o in parte da soggetti terzi ai sensi del Regolamento CE 2019/943.

Terna è tenuta, per specifico vincolo del proprio mandato di TSO e della concessione rilasciata dal MiSE, a gestire e sviluppare la capacità di interconnessione con i sistemi elettrici di altri Paesi al fine di garantire una maggiore sicurezza e ridurre i costi di approvvigionamento dell'energia elettrica.

Anche lo sviluppo di interconnector finanziati da clienti finali, politica messa in campo nel decennio precedente, può portare a un incremento significativo della complessiva capacita di trasporto disponibile (in Italia programmata per 2.500 MW). La Convenzione di concessione prescrive al TSO di tenere conto di tali progetti nella definizione delle linee di sviluppo, con particolare riferimento all'individuazione delle necessità di potenziamento della rete d'interconnessione con l'estero. Ai fini di una migliore capacità di pianificazione di lungo periodo è utile rappresentare che in Italia le iniziative c.d. merchant, tuttora in essere, sono particolarmente numerose anche in termini di autorizzazioni concesse.

L'esame dei segnali provenienti dai mercati esteri e degli scenari di evoluzione dei sistemi elettrici in Europa e nei Paesi limitrofi, indica che lo sviluppo della capacità di interconnessione dell'Italia interessa:

- la frontiera nord (Francia, Svizzera, Austria e Slovenia);
- la frontiera con il sud est Europa, dove si riscontra una capacità produttiva diversificata e competitiva in aumento nel medio-lungo periodo, in alternativa a gas e petrolio, sulla base delle risorse presenti e grazie alle potenziali sinergie con i sistemi elettrici dell'area.

Anche lo sviluppo della capacità di interconnessione con il nord Africa può essere di rilevanza strategica, in un'ottica di crescente integrazione dei Paesi mediterranei con il mercato europeo. In tale contesto, il cavo di interconnessione Italia-Tunisia (progetto ELMED) fornisce uno strumento addizionale per ottimizzare l'uso delle risorse energetiche. Il progetto è incluso nella lista di Progetti

di Interesse Comune (PIC) avendo dimostrato effetti positivi negli scenari di medio e di lungo termine per Italia, Tunisia e altri Paesi membri dell'Unione europea. Tuttavia, per la sua valenza strategica e ai fini della sua fattibilità economica, il progetto necessita di un sostanziale finanziamento comunitario a valere essenzialmente dallo strumento Connecting Europe Facility (CEF), non potendo un'infrastruttura utile al contesto dell'Unione essere a totale carico dei Paesi fisicamente connessi (Italia e Tunisia).

Relativamente all'obiettivo 15% al 2030, si fa presente che esso è attualmente calcolato come rapporto tra Net Transfer Capacity (NTC) delle interconnessioni e capacità di generazione netta installata. A tale riguardo, l'elevata potenza da fonti rinnovabili non programmabili prevista al 2030 nello scenario con obiettivi del Piano (50 GW di solo fotovoltaico), fonti caratterizzate peraltro da una producibilità comparativamente ridotta, rendono particolarmente arduo per l'Italia raggiungere l'obiettivo suddetto. L'elevata quantità di fonti rinnovabili non programmabili costringerà inoltre a mantenere disponibile una significativa quota di capacità di generazione termoelettrica, al fine di garantire i necessari margini di riserva per l'esercizio in sicurezza del sistema.

Tale difficoltà si aggiunge al fatto che l'Italia è geograficamente un paese periferico dell'Unione e quindi con minori potenzialità fisiche di incremento delle interconnessioni transfrontaliere che, a loro volta, necessitano di essere realizzate in condizioni morfologicamente complesse (attraverso la catena montuosa alpina o in tratti sottomarini), quindi con incrementi significativi dei costi.

In ogni caso, nella Comunicazione COM(2017) 718 final, la Commissione propone di rendere operativo l'obiettivo del 15% facendo riferimento specificamente ai 3 indicatori suggeriti dall'Expert Group on electricity interconnection targets e alle rispettive soglie rispetto alle quali valutare la necessità di nuove interconnessioni, ossia:

1. differenziale di prezzo nel mercato all'ingrosso superiore a una soglia indicativa di 2 EUR/MWh tra Stati membri, Regioni o zone di offerta;
2. capacità di trasmissione nominale degli interconnettori inferiore al 30% del carico di punta;
3. capacità di trasmissione nominale degli interconnettori inferiore al 30% della capacità installata di generazione di energie rinnovabili.

Al fine di valorizzare tali indicatori al 2030, si sono presi in considerazione i progetti di interconnessione[5] elencati nella tabella seguente, che Terna include nei propri piani di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale.

[5] Ai fini del calcolo degli obiettivi, vanno considerate solo le interconnessioni con gli Stati membri dell'Unione e con la Svizzera (in quanto paese interconnesso solo con Stati membri UE), così come raccomandato dall'Expert Group on electricity interconnection targets. Restano quindi esclusi dal calcolo i progetti di interconnessione con Montenegro e Tunisia.

Tabella 24 - Progetti di interconnessione con l'estero pianificati entro il 2030 con Stati membri dell'UE (inclusa Svizzera) [Fonte: Terna]

Frontiera	Progetti di interconnessione pianificati entro il 2030 con Stati membri dell'UE (inclusa Svizzera)	
	ID Progetto - TYNDP 2018	Nome Progetto
IT - AT	336	Prati - Steinach
	26	Reschenpass project (220 kV Nauders - Glorenza)
	375	Lienz - Veneto 220 kV
	210*	ML Wuermlach - Somplago
IT - CH	250*	ML Castasegna - Mese
	174*	Greenconnector project (HDVC Verderio - Sils)
	31**	San Giacomo project (All'Acqua - Pallanzeno/Baggio)
IT - FR	21	Italy - France (HVDC Piossasco - Grand'Ile)
	299	HVDC SACOI3
IT - SI	150	Italy - Slovenia (HDVC Salgareda - Bericevo)
	323*	ML Zaule - Dekani
	324*	ML Redipuglia - Vrtojba

* progetto Merchant Line non nella titolarità di Terna
** progetto in corso di rivisitazione

Lo sviluppo di ulteriori progetti di interconnessione, rispetto a quelli qui considerati, deve tenere conto delle lunghe tempistiche conseguenti alla necessità di realizzare accordi tra Stati e tra TSO e di completare i processi autorizzativi, di costruzione e di messa in servizio, fronteggiando anche possibili opposizioni locali.

In ogni caso, come affermato dall'Expert Group e condiviso dalla Commissione, condicio sine qua non per la realizzazione di un nuovo interconnettore è che esso sia sottoposto ad analisi costi-benefici socio-economiche e ambientali in grado di garantire che i benefici superino i costi.

Per quanto riguarda l'indicatore 1), si evidenzia l'impossibilità attuale di effettuarne una stima, in assenza di informazioni di dettaglio sulla configurazione dei sistemi elettro-energetici degli altri Stati membri dell'Unione assunti per l'anno 2030, che si renderanno disponibili solo a valle della pubblicazione dei rispettivi Piani Nazionali Integrati Energia Clima. Si evidenzia inoltre che un ridotto differenziale di prezzo cross border scoraggerebbe lo sviluppo di iniziative merchant, che proprio in tale differenziale trovano la loro giustificazione economica.

Per quanto riguarda l'indicatore 2), il valore stimato al 2030 nello scenario con obiettivi è pari al 35%, il che non evidenzierebbe la necessità di sviluppo di ulteriori interconnessioni.

Per quanto riguarda l'indicatore 3), il valore stimato al 2030 nello scenario con obiettivi è pari al 25%, il che evidenzierebbe la necessità di sviluppo di ulteriori interconnessioni. Come già sopra ricordato, si rileva tuttavia che tale valore, pur non essendo molto distante dalla soglia del 30%, risulta depresso dalla rilevante quota di fotovoltaico (50 GW) prevista al 2030 nello scenario con obiettivi del Piano.

2.4.2 Infrastruttura di trasmissione dell'energia

i. Progetti principali per l'infrastruttura di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica e del gas e, ove opportuno, progetti di ammodernamento, necessari per il raggiungimento di obiettivi e traguardi nell'ambito delle cinque dimensioni della strategia dell'Unione dell'energia.

Settore elettrico

Con riferimento agli sviluppi della rete elettrica di trasmissione dovrà essere realizzato l'insieme delle misure previste nel Piano di Sviluppo e di Difesa di Terna (che già analizzavano scenari di forte crescita delle rinnovabili e per le quali si rimanda ai PdS 2017 e 2018 di Terna), nonché ulteriori rinforzi di rete - rispetto a quelli già pianificati nel Piano di sviluppo 2017 - tra le zone nord, centro nord e centro sud, tesi a ridurre il numero di ore di congestione tra queste sezioni.

In particolare le analisi di rete sviluppate da Terna hanno portato a individuare necessità di interventi sia sulla rete di trasmissione primaria 400 - 220 kV, sia sulla rete in alta tensione 150 - 132 kV.

Entro il 2023 è prevista la realizzazione dei seguenti interventi Interzonali:

- Elettrodotto 380 kV Colunga - Calenzano
- Elettrodotto 380 kV Foggia - Villanova
- Elettrodotto 380 kV Bisaccia - Deliceto

Successivamente sarà completato l'elettrodotto a 380 kV Montecorvino - Avellino nord- Benevento, nonché il riassetto della rete nord Calabria e della RETE AAT/AT medio Adriatico.

Per ridurre le congestioni, oltre alla piena implementazione dei PdS 2016 e 2017 di Terna, occorre favorire un ulteriore sviluppo della RTN per incrementare di 1000 MW la dorsale adriatica, come già previsto dal Pds 2018.

Sono in valutazione altre tipologie di interventi, tra i quali ad esempio il cavo HVDC Sardegna-Sicilia-Sud proposto nel PdS 2018.

Ai predetti interventi andranno aggiunti investimenti ulteriori sulle reti di distribuzione, sempre più interessate dalla diffusione di impianti di piccole e medie dimensioni. Parallelamente alle infrastrutture di flessibilità, è importante, inoltre, che la rete si doti di dispositivi per l'incremento della controllabilità e della stabilità della RTN quali reattanze, compensatori sincroni e FACTS - Flexible AC transmission systems, in grado di fornire servizi di regolazione di tensione e controllo dei carichi per garantire elevati standard di qualità del servizio e di sicurezza del sistema.

Per quanto riguarda la rete di distribuzione dell'energia elettrica, è oltremodo complesso stimare l'entità complessiva degli interventi di ammodernamento necessari a raggiungere gli obiettivi, stante la variegata collocazione geografica di generazione distribuita (in prevalenza da conversione fotovoltaica) ed elettrificazione degli usi finali. Per quest'ultima, in particolare, gli effetti più consistenti sono attesi nelle zone a elevata densità abitativa mentre l'effetto della generazione distribuita è ragionevolmente più avvertibile nelle zone rurali a basso carico. In ogni caso, la coerenza spaziale tra generazione e carico non garantisce la coincidenza temporale tra produzione e prelievi, potendosi avere risalita delle iniezioni non consumate localmente (nella singola utenza o con le utenze vicine) ai livelli superiori della rete.

Nello scenario di evoluzione tendenziale, la stima di costi di investimento sulla rete di distribuzione è pari a 21,4 mld€, inclusi gli interventi pianificati per incremento della resilienza (almeno 500 mln€ nel periodo 2018-2022) e rollout dei meter 2G (4,8 mld€).

Per i progetti PCI della rete di distribuzione di elettricità si riporta infine ALPGRID (PCI Connecting Europe Facility), per un costo di 5,85 mln€.

Settore gas

Nel corso del 2018 sono state completate le attività relative alla realizzazione del progetto "Supporto al mercato nord ovest e flussi bidirezionali transfrontalieri" che ha come obiettivo il miglioramento della flessibilità e della sicurezza di alimentazione del mercato nell'area nord occidentale del Paese e la creazione di capacità di esportazione presso i punti di interconnessione di Tarvisio e di Passo Gries (fino a 40 MSm^3/g complessivi).

È in corso di realizzazione il metanodotto Snam di collegamento del TAP alla rete di trasporto nazionale e prosegue l'adeguamento della rete di trasporto anche in relazione alle soluzioni volte al superamento delle difficoltà di realizzazione di interventi di manutenzione sui tratti della rete che attraversano territori fortemente urbanizzati. È necessario, dunque, seguire i programmi di intervento sulla rete per garantire la continuità del servizio ai clienti finali, visto il progressivo invecchiamento delle infrastrutture di trasporto del gas naturale, sia nazionali che europee, facenti parte di una rete che si è sviluppata più di 40 anni fa, e prevedere in prospettiva, il riassestamento della stessa in virtù dell'attivazione di nuove interconnessioni o di nuove rotte di approvvigionamento.

Nel settore gas sono in corso di autorizzazione e valutazione presso il MiSE ed il MIT diversi progetti di deposti costieri di piccolo volume (SSLNG) per lo scarico del GNL da navi metaniere di piccola taglia, lo stoccaggio e il successivo caricamento su navi bettoline (bunkeraggio) e su autocisterne criogeniche per il rifornimento di clienti civili e industriali e di stazioni di rifornimento carburanti. In particolare, in Sardegna due delle tre iniziative presentate vedono l'accoppiamento di SSLNG e minirigassificatori. È opportuno e conveniente (i) rifornire di gas naturale le industrie sarde, le reti di distribuzione cittadine già esistenti (in sostituzione del propano) e già oggi compatibili con il gas naturale, e in costruzione; (ii) sostituire i carburanti per il trasporto pesante; (iii) sostituire i carburanti marini tradizionali con GNL introducendo, in modo graduale, il limite di 0,1% di zolfo per i mezzi portuali e i traghetti; (iv) alimentare a gas naturale le centrali termoelettriche previste per il phase-out delle centrali alimentate a carbone. A valle dell'Analisi Costi Benefici avviata da RSE per conto di ARERA, che si prevede disponibile nella primavera 2020, si implementeranno gli interventi più adeguati per il trasporto del gas naturale.

Al fine di offrire agli utenti sardi connessi alle reti di distribuzione prezzi in linea con quelli del resto d'Italia dovranno essere adottate soluzioni tecnico/regolatorie che consentano di equiparare gli oneri di sistema e correlare il prezzo della materia prima al PSV.

ii. Se del caso, principali progetti infrastrutturali previsti diversi dai progetti di interesse comune (PIC)[6]

Altri progetti principali (non PCI) finanziati per la rete di distribuzione elettrica:

- ALPGRID (PCI Connecting Europe Facility) 5,85 mln€;
- PON I&C (Regioni obiettivo): 80 mln€ + risorse aggiuntive MiSE 61 mln€ (+120 + 27 mln€ aggiuntivi per la rete di trasmissione "complementare");
- PAN Puglia Active Network (e-distribuzione): 170 mln€ (bando NER300);
- POR FESR 2014-2020 asse I Ricerca e Innovazione: 290 mln€.

[6] *Regolamento (UE) n. 347/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 17 aprile 2013, sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche transeuropee e che abroga la decisione n. 1364/2006/CE e che modifica i regolamenti (CE) n. 713/2009, (CE) n. 714/2009 e (CE) n. 715/2009 (GU L 115 del 25.4.2013, pag. 39)*

2.4.3 Integrazione del mercato

i. Obiettivi nazionali relativi ad altri aspetti del mercato interno dell'energia, come l'aumento della flessibilità del sistema, in particolare relativamente alla promozione di prezzi dell'energia elettrica determinati in modo competitivo in linea con la pertinente normativa settoriale, l'integrazione e l'accoppiamento dei mercati, al fine di aumentare la capacità di scambio degli interconnettori esistenti, le reti intelligenti, l'aggregazione, la gestione della domanda, lo stoccaggio, la generazione distribuita, i meccanismi di dispacciamento, ridispacciamento e riduzione e i segnali di prezzo in tempo reale, compreso un calendario delle scadenze entro le quali gli obiettivi devono essere raggiunti

L'aumento della flessibilità del sistema è sicuramente uno degli obiettivi nazionali relativi al mercato interno dell'energia. Esso sarà perseguito sia tramite un incremento della flessibilità del parco di generazione termoelettrica esistente, sia, soprattutto, estendendo la partecipazione al mercato a nuove risorse flessibili. Tra queste ultime si identificano l'aggregazione e la gestione della domanda, il maggior coinvolgimento della generazione distribuita e rinnovabile non programmabile ai mercati dei servizi e lo sviluppo di nuovi sistemi di accumulo.
Gli obiettivi da perseguire sono funzionali alla transizione verso un assetto di mercato integrato e coordinato a livello europeo, che mette al centro il consumatore consapevole e attivo e nel quale sarà sempre più rilevante la partecipazione delle risorse distribuite. Tali obiettivi riguardano in particolare:

a) il rafforzamento del processo di integrazione dei mercati

Negli ultimi anni si è intensificata la spinta dell'UE all'armonizzazione delle discipline nazionali di funzionamento dei mercati elettrici per un mercato elettrico integrato. I codici di rete europei adottati tra il 2015 e il 2017 e, in particolare, quelli in materia di allocazione della capacità e gestione delle congestioni (Regolamento 1222/2015) e in materia di bilanciamento (Regolamento 2195/2017) delineano un preciso modello di mercato, sia per le negoziazioni di energia elettrica che per l'approvvigionamento dei servizi di dispacciamento. In tale contesto, il Testo integrato del dispacciamento elettrico (TIDE), in fase di finalizzazione dopo la consultazione (Documento per la consultazione 322/2019/R/eel), definisce gli orientamenti complessivi. Inoltre, La completa attuazione del Clean Energy Package darà nuovo impulso ai processi in corso per l'armonizzazione del funzionamento dei mercati. Nello specifico:

- relativamente al mercato del giorno prima (MGP), l'Italia è già integrata attraverso market coupling con la Francia, l'Austria e la Slovenia, che in prospettiva sarà avviato anche sulle frontiere con la Grecia e con la Svizzera (quest'ultimo subordinato al completamento dei negoziati tra Svizzera e UE in tema di mercati energetici);
- per il mercato intraday (MI), i tempi di implementazione del modello europeo appaiono più lunghi. La negoziazione in continuo fino in prossimità del tempo reale consentirà di promuovere una maggiore integrazione delle rinnovabili e della domanda attiva nel mercato. Recentemente è entrato in fase operativa il progetto europeo CrossBorder IntraDay (XBID) promosso dai gestori di rete e i gestori di mercato di diversi Stati membri, tra cui Terna e GME. L'Italia aderirà in un secondo momento (2020) a valle dell'implementazione di misure di coordinamento tra MI e il mercato dei servizi di dispacciamento (MSD);
- con riferimento all'integrazione dei mercati di bilanciamento, il Regolamento sul mercato interno dell'energia elettrica si pone l'obiettivo di sviluppare piattaforme comuni per lo scambio di servizi e risorse di flessibilità tra gestori di rete dei Paesi UE; verranno in tal modo favorite la compensazione transfrontaliera degli sbilanciamenti, l'acquisto di capacità e energia in un'altra zona di mercato e, più in generale, saranno adottate metodologie

comuni per il calcolo coordinato dei fabbisogni nazionali di riserva. Il processo di armonizzazione delle regole di bilanciamento appare più delicato, poiché incide sull'operatività dei gestori di rete su scadenze prossime al tempo reale, e quindi sulla sicurezza del sistema nel breve periodo. In tale ambito, sono stati già avviati diversi progetti pilota, tra i quali il progetto TERRE, cui partecipa Terna, per il design, lo sviluppo, l'implementazione e la gestione di una piattaforma per lo scambio di riserva di sostituzione tra i diversi Paesi coinvolti (attualmente Italia, Francia, Spagna, Portogallo, Regno Unito, Svizzera).

Si fa anche presente che il Regolamento europeo 2019/943 ha introdotto l'obbligo di mettere a disposizione del mercato almeno il 70% della capacità disponibile su ciascuna frontiera (calcolata tenendo conto della magliatura della rete e della gestione in sicurezza N-1), e ha previsto, una volta che sarà approvata da tutte le autorità di regolazione la relativa metodologia, lo svolgimento di una revisione della configurazione delle zone d'offerta a livello europeo. In merito al primo punto, a valle delle analisi in corso si valuterà l'opzione di una deroga temporanea come previsto dal medesimo suddetto Regolamento.

b) la promozione del ruolo attivo della domanda e dell'integrazione delle fonti rinnovabili e della generazione distribuita.

Nella prospettiva di evoluzione dei mercati delineata dall'Europa, l'Italia ha un buon posizionamento quanto a diffusione della generazione distribuita e dell'autoconsumo. Nel 2017, l'energia elettrica autoconsumata ammonta a circa 28 TWh, oltre il 9% dei consumi totali (dati Terna), mentre la generazione distribuita (considerando tale il complesso degli impianti connessi alle reti di distribuzione) rileva nel 2016 per oltre il 20% della generazione elettrica complessiva (dati ARERA). Si tratta di un fenomeno in crescita da disciplinare secondo criteri di efficienza e sicurezza con i seguenti obiettivi prioritari:

- rafforzare la consapevolezza e il ruolo attivo del consumatore che diventa figura centrale nella transizione verso un sistema sempre più decentrato; il ruolo del consumatore sta cambiando da soggetto passivo a soggetto attivo in grado di modificare il proprio consumo in risposta ai cambiamenti di prezzo sul mercato e, a certe condizioni, di autoprodurre e offrire servizi di rete;
- il ruolo attivo del consumatore può esplicarsi principalmente su tre livelli:
  - scelta del fornitore e corretta valutazione delle offerte commerciali e dei servizi connessi;
  - autoproduzione e adozione di sistemi di accumulo e di gestione efficiente dei consumi;
  - modifica del carico in seguito a segnali di prezzo (demand response).

Sul primo punto, le autorità italiane, in coordinamento con il regolatore, porteranno avanti nel prossimo anno iniziative di rafforzamento della conoscenza, della trasparenza della comunicazione rivolta ai consumatori, insieme alla definizione di requisiti di qualificazione degli operatori che operano sul mercato retail, anche per quanto riguarda l'affidabilità e la puntualità nelle obbligazioni contrattuali e il rispetto delle regole della concorrenza e della regolazione settoriale vigenti. Si tratta di passaggi necessari per una maggiore consapevolezza e tutela del consumatore, presupposti per il superamento dei regimi di tutela dei prezzi che le autorità italiane hanno recentemente previsto avvenga il 1° gennaio 2022 (art. 12 del DL 162/2019), prendendo, dunque, il tempo necessario per far sì che la completa liberalizzazione dei prezzi avvenga a vantaggio del consumatore e mantenendo integre le sue tutele a condizioni eque e sostenibili.

Lo sviluppo dell'autoproduzione diffusa potrà esprimersi attraverso diverse configurazioni sia individuali sia collettive, in ambito industriale/commerciale o come espressione di iniziative di cittadini finalizzate a scopi sociali e ambientali: in prospettiva agli assetti in autoconsumo esistenti potranno affiancarsi nuove forme di aggregazione (quali ad esempio le nuove figure degli

autoconsumatori e delle comunità dell'energia previste dal Clean Energy Package e nello specifico dalla RED II), che richiederanno la definizione di strumenti di governo che assicurino la sicurezza del sistema, la tutela dei consumatori e l'equa allocazione degli oneri di rete e di sistema. La diffusione dell'autoconsumo sarà naturalmente favorita dall'evoluzione tecnologica (ad esempio le potenzialità dei nuovi smart meters, la diffusione delle tecnologie digitali insieme all'internet of things) che rende disponibili sistemi di produzione e accumulo di taglia medio piccola, soprattutto a fonti rinnovabili e Cogenerativi ad Alto Rendimento con costi per l'utente via via inferiori. Si tratta di un fenomeno da assecondare, attraverso politiche pubbliche abilitanti ispirate a criteri di efficienza, che consentano agli attori del mercato di organizzarsi. A tal fine, dovrà essere accelerata la regolazione dei nuovi assetti.

In prospettiva, lo stesso modello di dispacciamento si coniugherà con l'evoluzione del mercato, andando verso modelli più adatti a un sistema di risorse distribuite, con l'esigenza di garantire la sicurezza al minimo costo. In Europa è prevalente un modello di dispacciamento di tipo "self", che si discosta dall'organizzazione del dispacciamento in Italia, basata sul modello del central dispatch. Nei modelli di tipo "self", il dispacciamento delle risorse non è determinato in modo vincolante dal gestore di rete, bensì è rimesso ai responsabili dei programmi di immissione e prelievo che sono indotti a bilanciare le proprie posizioni sulla base di un sistema di incentivi/penalità.

Con la crescente partecipazione della generazione distribuita, l'attuale modello central dispatch potrebbe in futuro risultare non del tutto adeguato; occorre quindi valutare il modello più idoneo per la realtà nazionale secondo criteri di efficienza e sicurezza evitando modelli forzatamente standardizzati. Il cambiamento verso un sistema più decentrato richiede adeguati tempi di organizzazione e interventi preventivi, organizzativi e strutturali, nella regolazione e gestione delle reti di distribuzione e nelle modalità di cooperazione tra DSO e TSO. È opportuno quindi un approccio graduale che promuova un ruolo più attivo dei DSO, alle cui reti sono connesse le risorse distribuite.

Per il mercato gas è necessario aumentare la liquidità e diminuire lo spread di prezzo con altri mercati europei: il completamento dell'integrazione con i mercati del nord Europa dovrebbe azzerare/ridurre fortemente il differenziale tra TTF e PSV, potendo l'Italia competere con i mercati del nord Europa nell'attrarre il GNL che in condizioni di mercato in oversupply dovrebbe esercitare una positiva competizione al ribasso sui prezzi assoluti.

Si prevede inoltre di intervenire sui piani TYNDP del TSO italiano (Snam) e del TSO tedesco (TENP) per la parziale o totale riattivazione della linea del gasdotto TENP fuori esercizio, in cooperazione con i TSO svizzero e i regolatori di Germania e Italia, introducendo eventualmente modalità di realizzazione dell'intervento anche a carico del sistema italiano, a valle di un'analisi costi/benefici che dimostri che, a fronte di tale costo, otterrebbe la riduzione del differenziale (strutturalmente pari a circa 2€/GWh su tutti i volumi di gas consumato in Italia).

ii. Se del caso, obiettivi nazionali connessi alla partecipazione non discriminatoria delle energie rinnovabili, alla gestione della domanda e allo stoccaggio, anche attraverso l'aggregazione, in tutti i mercati dell'energia, compreso un calendario delle scadenze entro le quali gli obiettivi devono essere raggiunti

In tale ambito occorrerà completare l'abilitazione alla partecipazione ai mercati dei servizi della generazione rinnovabile distribuita e la piena valorizzazione della domanda e delle altre risorse di flessibilità (inclusi i sistemi di accumulo), secondo principi di neutralità tecnologica e minimizzazione dei costi, attraverso nuove forme organizzative. Si dovrà quindi procedere a:

- eliminare le barriere che ancora limitano la partecipazione di tutte le risorse disponibili ai diversi mercati dell'energia elettrica e dei servizi;

- promuovere il level playing field tra le diverse tipologie di risorse anche in termini di responsabilità (ad esempio in materia di applicazione degli oneri di sbilanciamento e superamento della priorità di dispacciamento per le fonti rinnovabili).

A tal riguardo, è necessario accelerare il percorso di riforma del mercato dei servizi di dispacciamento anche a partire dalle sperimentazioni già in corso con i progetti pilota sviluppati da Terna, in attuazione del D.Lgs. 102/2014 e della Delibera dell'ARERA 300/2017: la norma ha infatti previsto la regolazione della partecipazione al mercato dei servizi, oltreché dell'energia della generazione distribuita, delle fonti rinnovabili, della Cogenerazione ad Alto Rendimento e della domanda, anche attraverso gli aggregatori, in vista della definizione da parte dell'ARERA del Testo Integrato Dispacciamento Elettrico (TIDE), che terrà conto degli esiti della consultazione (Documento per la consultazione 322/2019/R/eel) e sarà coerente con il balancing code europeo (Regolamento della Commissione 2017/2195).

In tale contesto, si colloca anche l'evoluzione della disciplina degli sbilanciamenti che si fonderà sulla valorizzazione il più possibile aderente al valore dell'energia utilizzata per il bilanciamento in tempo reale, al fine di fornire agli operatori tutti gli elementi necessari per assumere decisioni efficienti circa l'acquisto o la vendita dell'energia elettrica e circa l'utilizzo della rete e di allocare più correttamente i costi degli eventuali sbilanciamenti. Tale evoluzione terrà inizialmente conto anche delle specificità dell'attuale modello di dispacciamento centralizzato quale quello italiano. In particolare, in attuazione di quanto previsto dall'art. 8 comma 4 del Regolamento mercato elettrico 2019/943, si procederà a definire un periodo di settlement pari a 15 minuti, anche per le unità non abilitate, nell'ottica di una più complessiva revisione della differenza tra unità abilitate e unità non abilitate che tenga conto della prospettiva della massimizzazione della partecipazione ai mercati delle risorse disponibili.

Il percorso di riforma attuato da ARERA, oltre a promuovere una maggiore integrazione con gli altri mercati europei, sarà funzionale al raggiungimento di obiettivi di:

- sostenibilità, in quanto la crescente apertura del MSD permette una più efficace integrazione nel mercato e nel sistema elettrico delle fonti rinnovabili;
- competitività, in quanto la maggiore disponibilità di risorse e tecnologie in grado di fornire il servizio richiesto rafforza le condizioni di concorrenzialità tra gli operatori, con effetti potenziali positivi sulle dinamiche dei costi dei servizi e sul rischio di abusi di posizione dominante;
- flessibilità, in quanto si introduce una separazione tra le attività di negoziazione degli operatori in una logica di portafoglio e la programmazione fisica delle risorse, consentendo la massima libertà e flessibilità nella partecipazione ai mercati dell'energia elettrica;
- sviluppare la capacità di accumulo: tale obiettivo è funzionale in primo luogo a un'efficace integrazione delle fonti rinnovabili nel sistema elettrico, in modo da ridurre l'overgeneration, in coerenza con gli sviluppi di rete e in funzione dei fabbisogni di regolazione del gestore di rete. Un'adeguata capacità di accumulo (sia di tipo diffuso sia concentrato) assume infatti rilevanza nella prospettiva della crescita significativa delle fonti rinnovabili non programmabili e della conseguente maggiore esigenza di flessibilità, nonché del programmato phase out al 2025 della capacità termoelettrica a carbone. Oltre alla riduzione dell'overgeneration delle fonti rinnovabili, la diffusione dei sistemi di accumulo inciderà altresì sulle differenze tra i prezzi zonali tra sud e nord dovuti alle congestioni di rete. Fra le tecnologie di stoccaggio, i sistemi di storage idroelettrico costituiscono oggi l'opzione più matura, sebbene non adeguatamente sfruttata e comunque non replicabile.

Potranno quindi essere investigate anche altre possibili soluzioni di stoccaggio che prevedano l'utilizzo dei vettori energetici alternativi quali l'idrogeno. Relativamente alle batterie, Terna ha sviluppato alcune applicazioni, in via sperimentale, per 75 MW di capacità destinate a prestare i servizi necessari (principalmente di tipo power driven). In futuro, si dovrà tener conto delle nuove

disposizioni UE che prevedono lo sviluppo dei sistemi di accumulo secondo logiche di mercato, limitando il ruolo dei gestori delle reti di distribuzione e di trasmissione ai casi di fallimento del mercato. La scelta definitiva della capacità di accumulo da realizzare, delle tecnologie di accumulo e il mix fra interventi sulle reti e realizzazione di stoccaggi, andranno descritti nei Piani di sviluppo di Terna, sulla base dei servizi che potranno essere offerti da ciascuna opzione (power driven, energy driven o multi service) e della necessità di ottimizzare l'impiego degli stoccaggi idroelettrici esistenti. La diffusione degli accumuli potrà essere trainata anche dall'evoluzione del settore automotive; a tal fine, sarà importante valorizzare il ruolo dell'auto elettrica e delle relative infrastrutture nella fornitura dei servizi di rete.

Sempre in tema di maggior partecipazione della domanda, tra gli obiettivi rientra la messa a disposizione dei dati di prelievo e consumo di energia elettrica al cliente finale e a terze parti designate dal cliente stesso, per favorire lo sviluppo dell'efficienza energetica, anche attraverso una maggiore consapevolezza dei clienti circa i propri comportamenti di consumo. Con la Delibera 87/16, l'ARERA ha fissato i requisiti funzionali dei misuratori intelligenti in bassa tensione e performance dei relativi sistemi di smart metering di seconda generazione ("meter 2G") per l'elettricità. La recente Delibera 669/2018/R/gas ha definito gli obblighi di messa in servizio degli smart meter gas di classe G4-G6, che rappresentano il 97,8% del totale dei punti di riconsegna, per le imprese distributrici con più di 50.000 clienti finali.

iii. Se del caso, obiettivi nazionali per garantire che i consumatori partecipino al sistema energetico e beneficino dell'autogenerazione e delle nuove tecnologie, compresi i contatori intelligenti

Si vedano i paragrafi 3.1.2 i e 3.4.3 ii per una descrizione di dettaglio degli intendimenti in tema di promozione dell'autoconsumo e di sviluppo e sostegno alle comunità di energia rinnovabili, da perseguirsi principalmente mediante strumenti di natura regolatoria.

iv. Obiettivi nazionali di adeguatezza del sistema elettrico nonché di flessibilità del sistema energetico relativamente alla produzione di energia da fonti rinnovabili, compreso un calendario delle scadenze entro le quali gli obiettivi devono essere raggiunti

L'adeguatezza del sistema elettrico è un obiettivo centrale della politica energetica ed è il motivo per cui l'Italia, che ha conosciuto una fase di overcapacity e che ora sta invece vivendo una situazione di progressiva riduzione della capacità convenzionale, ha predisposto uno strumento in grado di promuovere nuovi investimenti anche in generazione, oltre che in sistemi di accumulo e di demand response (capacity market). L'adeguatezza è oggetto di periodiche analisi e review da parte di Terna, sia nel medio-lungo termine sia nel breve termine, con particolare attenzione ai momenti di maggiore domanda stagionale e alle particolari criticità esogene. D'altra parte, la rapida evoluzione del sistema energetico rende necessaria una sistematica e continuativa attività di monitoraggio e di valutazione. Una prima analisi in termini di adeguatezza del sistema al 2030 è stata già svolta nel 2017, comprensiva anche del phase out della produzione con carbone, e sarà aggiornata con frequenza annuale, anche per tenere conto delle modifiche introdotte con il presente Piano e delle metodologie che saranno definite in attuazione del Regolamento 943/2019. Secondo l'analisi disponibile, il mantenimento di adeguati margini di sicurezza del sistema richiederà lo sviluppo di nuove risorse sostitutive in termini principalmente di generazione rinnovabile, insieme a nuova potenza convenzionale e dispositivi di accumulo in modo coordinato con i previsti sviluppi delle infrastrutture di rete (i risultati dell'analisi e l'elenco delle infrastrutture da realizzare sono allegati alla SEN 2017).

In particolare, per la flessibilità si prevede una forte spinta a nuovi sistemi di accumulo che apporteranno benefici non solo in termini di spostamento della produzione dal picco delle

rinnovabili non programmabili (FV ed eolico in particolare) verso le ore di maggior consumo, ma anche di offerta al sistema di servizi in potenza necessari per la sicurezza, in modo anche sostitutivo di unità di produzione termoelettriche. Sempre in tema di flessibilità, si ritiene importante il contributo della partecipazione attiva della domanda ai mercati; in tal senso si procederà a promuovere tale contributo, partendo dall'esperienza dei progetti pilota avviati da Terna, che sicuramente potrà beneficiare dello sviluppo tecnologico abilitante la diffusione di configurazioni di demand response e dell'evoluzione di nuovi soggetti quali gli aggregatori e le comunità energetiche.

Oltre agli impianti di accumulo e alla partecipazione attiva della domanda ai mercati, in considerazione dell'evoluzione attesa della richiesta di energia elettrica e della dismissione degli impianti a carbone e dei rimanenti impianti a olio combustibile, sarà necessario realizzare anche capacità di generazione addizionale alimentata a gas (con conseguente aumento temporaneo dei consumi di gas, a cui non corrisponde al momento nessuna previsione di uno sviluppo infrastrutturale), capacità a gas che contribuirà quindi in maniera strategica alla copertura del fabbisogno.

v. Se del caso, obiettivi nazionali per tutelare i consumatori di energia e migliorare la competitività del settore dell'energia al dettaglio

In generale, per il settore elettrico, il gap di prezzo rispetto alla media europea permane, seppure in riduzione. La causa di tale differenza va ricercata in:

- maggiore prezzo dell'energia all'ingrosso, a causa di:
  - prezzo del gas (fonte principale e marginale per l'Italia) ancora superiore alla media europea;
  - mix energetico fortemente spostato verso impianti a ciclo combinato a gas che, seppure più efficienti, hanno costi variabili più alti rispetto a centrali a carbone e nucleare, presenti invece in modo ancora significativo nei mix energetici europei;
- crescita dei costi per i servizi di rete, sia per la maggior complessità nella gestione di una rete sviluppata su un territorio con oggettive peculiarità orografiche, sia perché l'Italia ha un mix di produzione con una quota da rinnovabili fra le più alte in Europa;
- elevati oneri di sistema, soprattutto per le politiche di sostegno alle rinnovabili e all'efficienza energetica, più incisive rispetto ad altri Paesi UE.

Viene quindi confermato l'obiettivo del contenimento di tutte le voci che concorrono a determinare questo svantaggio di prezzo e dell'impatto degli oneri per la crescita delle fonti rinnovabili sui consumatori, in modo da tutelarne il potere d'acquisto e la competitività delle PMI e dei settori industriali energivori, prevenendo i rischi di delocalizzazione e tutelando l'occupazione.

La promozione del ruolo attivo dei consumatori è strettamente connessa al miglioramento della trasparenza e della competitività del mercato al dettaglio. A tal riguardo, è fondamentale che tale risultato si realizzi in coordinamento con il completamento del processo di liberalizzazione del mercato al dettaglio delineato dalla Legge Concorrenza n.124/2017, che porterà al definitivo superamento del regime di regolazione del prezzo (cd. Maggior Tutela) che oggi interessa consumatori domestici e piccole imprese. Le misure che il Governo, in coordinamento con ARERA, intende promuovere sono volte da un lato allo sviluppo della competenza del consumatore e della sua consapevolezza sulle opportunità e sui benefici offerti dal mercato, e dall'altro a garantire effettive condizioni di concorrenza tra i fornitori. Nonostante le azioni che ancora bisognerà mettere in campo, si sottolinea che si parte da un contesto generale che ha visto accresciuti in questi anni gli strumenti di informazione e di tutela offerti al consumatore per maturare maggiore consapevolezza e orientare correttamente la scelta sulla fornitura. Solo per citare i più significativi, lo Sportello per il consumatore di energia, il servizio di conciliazione, il portale per la confrontabilità

delle offerte; il Sistema Informativo Integrato (SII) e il portale consumi gestiti da Acquirente Unico. Il portale dei consumi, entrato in esercizio nel 2019, risponde anche a un'esigenza evidenziata nella consultazione del Piano relativa alla necessaria divulgazione ai clienti finali di tutti i dati di misura in possesso dei distributori. Inoltre, l'ARERA ha introdotto nuove regole in materia di fatturazione e relative tempistiche e ha riformato i processi di switching, per una maggiore trasparenza e standardizzazione, rivedendo termini e procedure e rafforzando le garanzie per i consumatori. Per ulteriori dettagli si rimanda al Par. 3.4.3, dove vengono dettagliate maggiormente le misure qui accennate.

2.4.4 Povertà energetica

Se del caso, obiettivi nazionali relativi alla povertà energetica, tra cui un calendario delle scadenze entro le quali gli obiettivi devono essere raggiunti

La quota di spesa che le famiglie destinano all'acquisto di energia elettrica e riscaldamento è progressivamente aumentata nel corso del primo decennio del 2000, in particolare per l'incremento della spesa per consumi elettrici. Tale andamento si è confermato, e aggravato, negli anni immediatamente successivi, anche a causa della crisi economica che ha investito il nostro Paese, portando con sé una contrazione della spesa media complessiva familiare (diminuita, tra il 2008 e il 2013 di oltre il 5%). L'incidenza della spesa energetica non è uniforme all'interno delle diverse fasce della popolazione in quanto pesa maggiormente per le famiglie meno abbienti: nel 2016 il 10% delle famiglie con i consumi più bassi aveva una spesa elettrica pari al 4,5% della spesa complessiva, mentre il 10% delle famiglie con i consumi più alti aveva una spesa elettrica pari all'1% della spesa complessiva (per il riscaldamento le quote sono, rispettivamente, del 4,5% e 2%). Confrontando la dinamica della quota di spesa assorbita dai prodotti energetici tra il 2007 e il 2016 si nota come siano proprio le famiglie meno abbienti quelle che hanno subito aumenti maggiori.

Un progressivo incremento delle risorse familiari destinate alla spesa energetica potrebbe inasprire il fenomeno della povertà energetica (PE), intesa come la difficoltà ad acquistare un paniere minimo di beni e servizi energetici oppure come la condizione per cui l'accesso ai servizi energetici implica una distrazione di risorse (in termini di spesa o di reddito) superiore a quanto socialmente accettabile.

Il tema è sempre più al centro all'attenzione delle istituzioni europee e italiane. Nel 2017 è stato istituito su iniziativa della Commissione europea lo European Energy Poverty Observatory, con il compito di produrre statistiche affidabili e comparabili, divulgare le buone prassi e contrastare il fenomeno attraverso il coinvolgimento degli stakeholders.

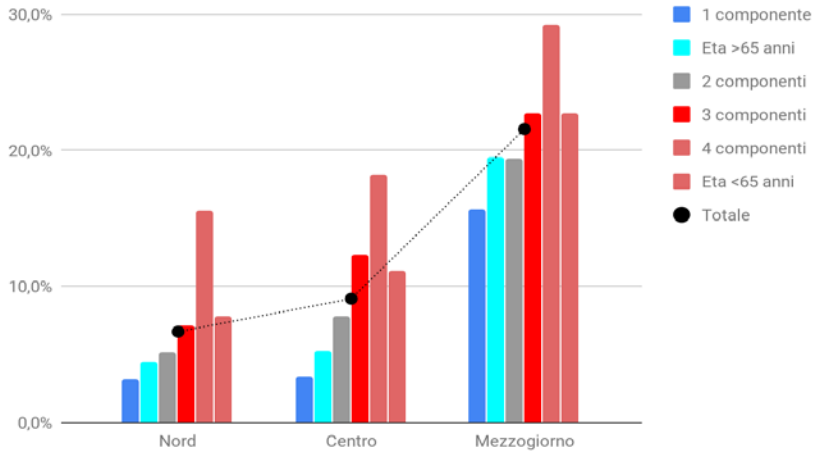
In Italia non esiste una definizione ufficiale di povertà energetica. Nella Strategia Energetica Nazionale approvata a novembre 2017 per misurare l'incidenza della PE è stato adottato un indicatore ad hoc[7]; secondo tale misura, nel periodo 2005-2016, la quota di famiglie in povertà energetica sarebbe stata mediamente pari a circa l'8% del totale, con un andamento però crescente negli ultimi anni (raggiungendo nel 2016 un valore di circa 8,6%, pari a 2,2 milioni di famiglie, valore che sarebbe più o meno confermato nel 2017); si tratta di un andamento sostanzialmente in linea con quello della quota di famiglie in povertà relativa secondo le stime Istat.

Per poter definire gli obiettivi di riduzione della PE è necessario comprendere quali siano le sue principali determinanti. Con riferimento a queste ultime, se ne possono individuare quattro:

[7] Faiella I. e L. Lavecchia (2015), "La povertà energetica in Italia", Politica economica, Società editrice il Mulino, n.1, pp 27-76.

1. l'evoluzione dei consumi energetici residenziali e del relativo mix utilizzato: nello scenario PNIEC i consumi residenziali nel 2030 dovrebbero ridursi rispetto al 2016 del 15,5% (-1,4% su base annua), con una crescita della componente elettrica (del 7,2%) a fronte di una riduzione del gas (di quasi un quarto) e di un crollo dei prodotti petroliferi, sempre più marginali;
2. l'andamento atteso dei prezzi dei prodotti energetici: i prezzi dei prodotti energetici (incluse le componenti fiscali e di sistema) dovrebbero aumentare: secondo le proiezioni della Commissione europea per il nostro paese (EU Reference Scenario 2016)[8], il prezzo finale dell'energia elettrica crescerebbe dello 0,6% annuo mentre non sono disponibili informazioni sul prezzo del gas o di altri prodotti energetici. Nel complesso la spesa energetica potrebbe crescere dell'1,3% su base annua se avesse lo stesso andamento stimato per la voce "Total energy-rel. and other mitigation costs" del medesimo scenario;
3. le dinamiche della spesa complessiva delle famiglie: la spesa delle famiglie potrebbe crescere a un tasso annualizzato dello 0,8% se seguisse le dinamiche che il citato EU reference scenario prevede per la dinamica del PIL reale;
4. l'evoluzione demografica: il numero di famiglie in PE sarà anche determinato dagli andamenti demografici. Le famiglie con persona di riferimento anziana o quelle con un solo componente hanno una minore probabilità di essere in PE e la quota di famiglie con queste caratteristiche aumenterà in futuro. Tenendo conto delle previsioni formulate dall'Istat circa l'evoluzione della popolazione al 2030[9] si evince che in quell'anno la quota di persone con oltre 65 anni sarebbe pari a un quarto del totale, in crescita di 3 punti percentuali rispetto al 2017, e il numero di famiglie aumenterebbe per la continua tendenza alla riduzione del numero medio di componenti[10].

Figura 21 - Famiglie in povertà energetica nel 2016 per area geografica, età e dimensione della famiglia
[Fonte: elaborazioni sui dati dell'Indagine sulla spesa delle famiglie di Istat]



Tenendo conto di questi e altri fattori si ipotizza che la tendenza dell'incidenza della PE possa ridursi nei prossimi anni, mantenendosi nell'intervallo tra il 7 e l'8%, con una riduzione di circa 1 punto percentuale rispetto al valore del 2016 (cui corrisponderebbe una diminuzione di circa 230 mila famiglie in PE rispetto al 2016).

[8] Le informazioni per lo scenario UE nel suo complesso e per l'Italia sono disponibili all'indirizzo: https://ec.europa.eu/energy/en/data-analysis/energy-modelling.
[9] https://www.istat.it/it/files//2018/05/previsioni_demografiche.pdf.
[10] Si veda la Figura 3.4 dell'Annuario Statistico Italiano nel 2017. Ipotizzando che il numero medio di componenti passi dal 2,4 del periodo 2014-16 al 2,3 nel 2030 il numero di famiglie aumenterebbe di quasi il 4%.

Ciò premesso, per contrastare la povertà energetica è necessario aumentare l'efficacia delle misure esistenti a sostegno della spesa energetica e, nel medio termine, favorire le soluzioni di efficientamento energetico degli edifici.

In relazione al rafforzamento dei bonus elettrico e gas, si dovrà intervenire sia per modulare l'entità del beneficio in relazione alle condizioni di povertà che per aumentare l'accesso alla misura alle famiglie in condizioni di disagio economico/fisico. A tal riguardo, a oggi, ARERA stima che solo un terzo circa dei potenziali beneficiari abbia richiesto l'accesso al beneficio; le cause della ridotta fruizione sono riconducibili a diversi fattori, quali la scarsa conoscenza della misura stessa e l'onerosità amministrativa degli adempimenti previsti. L'obiettivo è quindi quello di raggiungere la totalità dei potenziali beneficiari rimuovendo gli ostacoli amministrativi e introducendo, laddove possibile, strumenti automatici per l'erogazione del sostegno economico. In tale contesto occorrerà inoltre tener conto di eventuali specifiche esigenze, quali quelle delle famiglie che si riscaldano con mezzi alternativi al metano o sprovviste di impianto di riscaldamento.

Si configura inoltre lo spazio per misure di policy che nel medio termine promuovano la riduzione del fabbisogno energetico degli immobili della popolazione meno abbiente attraverso interventi di efficientamento e di riqualificazione profonda degli edifici residenziali pubblici (social housing). Tali tipologie di interventi richiedono infatti investimenti che non rientrano nelle possibilità dei nuclei familiari in condizioni di povertà, che quindi accedono con difficoltà ai normali strumenti che incentivano l'efficienza energetica. Le suddette azioni perseguirebbero al contempo diversi obiettivi: incrementare l'efficienza nell'utilizzo delle risorse energetiche assorbite dal settore residenziale (con effetti positivi sul comfort e sulle emissioni), ridurre l'onere delle bollette energetiche per le famiglie più vulnerabili e accrescere il valore del patrimonio abitativo pubblico.

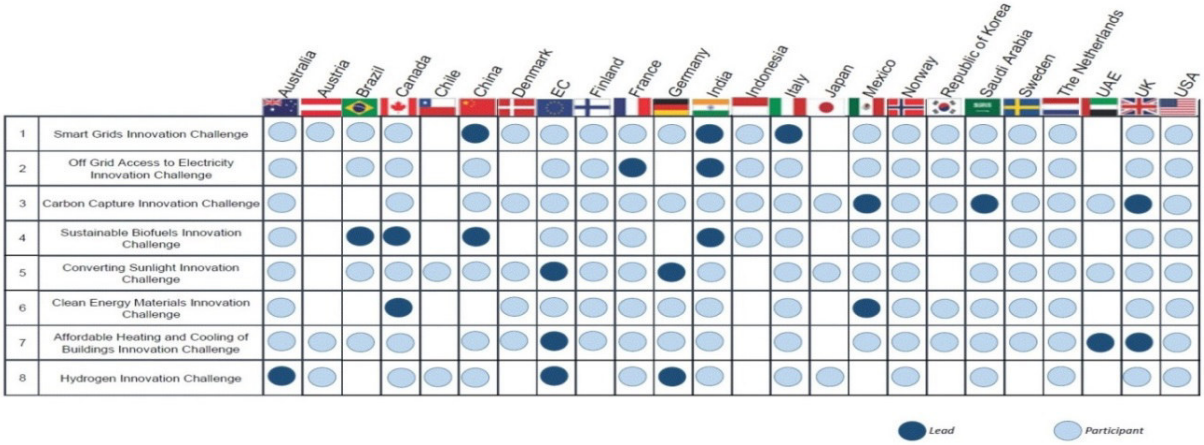
Gli strumenti oggi esistenti nel nostro Paese - i bonus elettrico e gas, la detrazione fiscale per lavori di riqualificazione energetica (c.d. "Ecobonus"), il Conto Termico - si prestano, se opportunamente modificati e coordinati, a contrastare il fenomeno della povertà energetica in Italia. A tal fine, sarà utile anche stabilire una "misura ufficiale" della povertà energetica intesa quale difficoltà di acquistare un paniere minimo di beni e servizi energetici, ovvero alternativamente, in un'accezione di vulnerabilità energetica, quando l'accesso ai servizi energetici implica una distrazione di risorse (in termini di spesa o di reddito) superiore a un "valore normale".

2.5 Dimensione della ricerca, dell'innovazione e della competitività

i. Obiettivi nazionali e di finanziamento per la ricerca e l'innovazione pubbliche e, se disponibili, private, relativamente all'Unione dell'energia nonché, se del caso, un calendario delle scadenze entro le quali gli obiettivi devono essere raggiunti

A livello internazionale, nel corso della COP21 di Parigi, l'Italia ha aderito all'iniziativa multilaterale, che ha l'obiettivo di promuovere l'accelerazione dell'innovazione tecnologica a supporto della transizione energetica attraverso un aumento significativo di fondi pubblici dedicati alla ricerca cleantech. L'iniziativa è articolata in una serie di "Innovation Challenges".

Figura 22 - Paesi leader e partecipanti nelle 8 Innovation challenges dell'iniziativa Mission Innovation



L'Italia ha assunto un ruolo di co-leadership, congiuntamente a India e Cina, sullo sviluppo delle smart grids, su cui è noto l'impegno fin dalla riunione del G8 dell'Aquila del 2009, che ha portato alla costituzione dell'iniziativa ISGAN (Implementing Agreement for a Co-operative Programme on smart grids) in ambito Agenzia Internazionale dell'Energia. Sulle altre sfide l'Italia ha deciso di essere presente e di poter giocare un ruolo importante e di essere pronta, con i principali Enti e Organizzazioni pubbliche di ricerca, a contribuire ai gruppi di lavoro che si sono costituiti su base volontaria, confermando l'interesse a partecipare ai lavori o quanto meno a scambiare informazioni sulle attività. Il sistema nazionale della ricerca, oltre che sulle smart grids, ha in particolare mostrato interesse sui carburanti alternativi, sui materiali avanzati per l'energia, sul riscaldamento e raffrescamento zero emission e sull'idrogeno.

Il MiSE, incaricato dalla Presidenza del Consiglio del coordinamento di Mission Innovation, ha creato due livelli di governance: il primo con una task force dei Ministeri coinvolti (MAECI, MATTM, MIUR e MEF) e competente principalmente per la parte sul raddoppio dei fondi pubblici; la seconda con una task force "operativa", rappresentata dai principali organismi di ricerca pubblici vigilati dai Ministeri, ENEA, CNR, RSE S.p.A., ai quali si sono successivamente aggiunti OGS e IIT.

L'Italia ritiene lo Strategic Energy Technology (SET Plan) come lo strumento fondamentale per affrontare le nuove sfide poste dalla decarbonizzazione e ne condivide il ruolo assegnatogli dalla Commissione nella definizione degli obiettivi del presente Piano. L'Italia, fin dalla sua costituzione, ha attuato un progressivo allineamento degli obiettivi e delle priorità degli investimenti pubblici in ricerca e innovazione nel settore energetico a quelli del SET Plan. A conferma di questo impegno l'Italia presidia tutte le Azioni-chiave del SET Plan con propri esperti che hanno costituito gruppi di consultazione permanenti con imprese e organismi di ricerca nazionali, intrattenendo rapporti di

collaborazione con altri Stati membri che spesso si sono tradotti in partecipazioni congiunte a progetti Horizon.

Inoltre, l'esercizio di ideazione e costruzione delle Innovation Challenges di Mission Innovation ricalca in gran parte la metodologia del SET Plan e le sinergie tra i due esercizi sono significative. L'Italia ritiene pertanto necessaria una gestione organica e integrata della ricerca nel settore dell'energia, sia del SET Plan che di Mission Innovation, per migliorare l'efficienza e l'efficacia delle risorse stanziate.

Nell'ambito della definizione del presente Piano si vuole cogliere l'opportunità di definire una strategia a lungo termine (almeno fino 2030 con prospettiva al 2050) che indichi gli obiettivi, le priorità e la determinazione delle misure indispensabili per conseguire gli obiettivi individuati, oltre che aggiornare anche priorità, indirizzi e valutazioni di competitività nel settore delle tecnologie energetiche. L'obiettivo è quello di creare le condizioni di sistema affinché la partecipazione dell'industria e dei centri di ricerca pubblici e privati italiani ai futuri programmi di ricerca previsti sia dal SET Plan/Horizon Europe che da Mission Innovation sia più ampia e meno frammentata, arrivi a proporsi efficacemente per un ruolo più incisivo e raccolga maggiori successi di quanto non sia avvenuto in passato.

I principali obiettivi hanno lo scopo di:

1. presidiare e sviluppare tecnologie di prodotto e di processo essenziali per la transizione energetica;
2. favorire l'introduzione di tecnologie, sistemi e modelli organizzativi e gestionali funzionali alla transizione energetica e alla sicurezza.

In particolare i temi di ricerca riguardano:

Obiettivo 1) presidiare e sviluppare tecnologie di prodotto e di processo essenziali per la transizione energetica:

- sviluppo di componenti e sistemi per il fotovoltaico ad alta efficienza, che consenta di valorizzare meglio le aree occupate e fornire occasioni per nuova imprenditorialità;
- sviluppo di sistemi di accumulo, compresi termico, elettrochimico e power to gas, e relative interfacce con le reti, per garantire elevati livelli di penetrazione delle rinnovabili non programmabili;
- sviluppo di sistemi di accumulo power to gas finalizzati in particolare allo storage dell'eccesso di produzione da rinnovabili non programmabili mediante stoccaggio sicuro e affidabile di idrogeno in vettori energetici liquidi e gassosi;
- investigare nuove opzioni e materiali avanzati utili per diverse applicazioni nel ciclo dell'energia;
- sviluppo di componenti e materiali per migliorare la sicurezza e la resilienza delle reti elettriche;
- sviluppo e ottimizzazione di tecnologie, componenti e materiali per l'incremento delle prestazioni energetiche e ambientali degli edifici;
- migliorare l'efficienza energetica di prodotti e processi industriali, in particolare con lo sviluppo di tecniche e soluzioni impiantistiche per l'efficientamento di processi industriali ad alta e bassa temperatura;
- in accordo all'Azione-Chiave 3.2 del SET Plan, che prevede la realizzazione di Positive Energy Districts, si prevede la ricerca e lo sviluppo di edifici smart di seconda generazione interamente basati sul consumo elettrico e caratterizzati dall'autonomia energetica, elevatissima flessibilità, sistemi di dialogo block chain e smart contract con la rete, assistiti da metodi di monitoraggio integrale;

- studio e implementazione di metodologie per lo sviluppo di energy communities e la definizione tecnologie abilitanti per la promozione dell'efficienza energetica attraverso la consapevolezza dei consumi;
- per la mobilità si prevede la sperimentazione e il testing di vari sistemi di accumulo, sviluppo di controlli termici innovativi di elettronica e batterie dei BEV;
- monitoraggio ai fini della sicurezza e dell'impiego in Second Life, dispositivi per il V2H (Vehicle To Home);
- studio e sperimentazione di infrastrutture per la ricarica elettrica ad alta potenza per il trasporto pubblico locale, anche mediante l'impiego di soluzioni di cariche integrative lungo il percorso;
- sviluppo di tecnologie per la penetrazione efficiente del vettore elettrico negli usi finali: in particolare le attività di ricerca si concentreranno su sistemi complessi di pompe di calore o abbinati a sistemi di accumulo non convenzionali; verrà studiato anche l'impiego delle pompe di calore ad alta temperatura nei processi industriali per recupero di calore residuo;
- per quanto riguarda le energie rinnovabili dal mare si prevede lo sviluppo di diverse soluzioni per piattaforme galleggianti in grado di sopportare condizioni marine complesse e lo studio di materiali innovativi per nuovi tipi di ancoraggio a elevata resistenza e per il loro accoppiamento con le piattaforme galleggianti.

Obiettivo 2) favorire l'introduzione nel settore di tecnologie, sistemi e modelli organizzativi e gestionali funzionali alla transizione energetica e alla sicurezza:

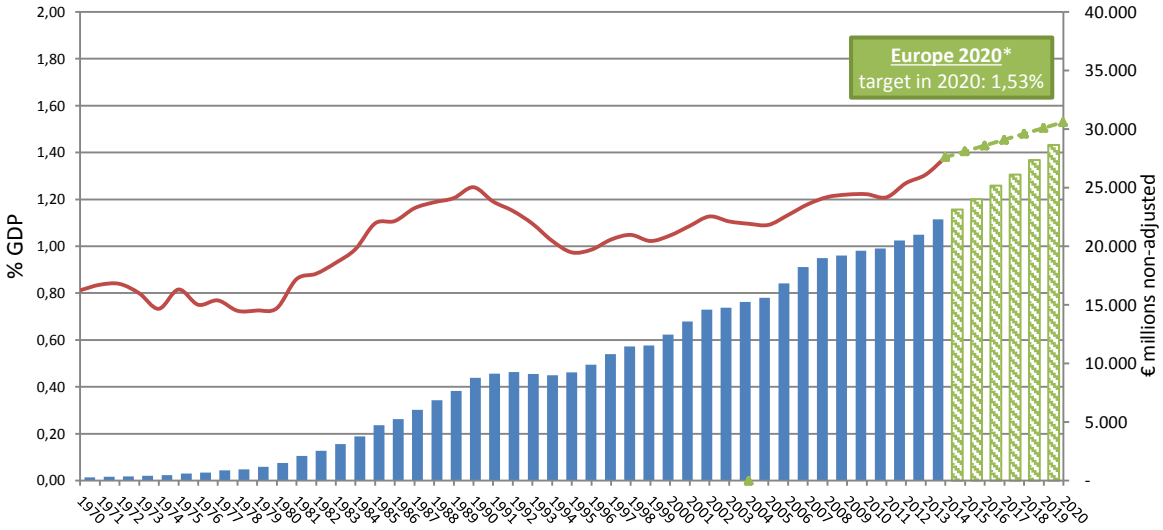
- sviluppo di modelli di architettura e di gestione del sistema e delle reti elettriche che favoriscano l'integrazione di generazione rinnovabile e non programmabile, autoproduzione, accumuli, comunità dell'energia e aggregatori, e che tengano conto della penetrazione elettrica;
- applicazione di tecnologie avanzate dell'informazione, internet delle cose, peer to peer al sistema elettrico, per migliorare la sicurezza e la resilienza delle reti;
- sviluppo di modelli e strumenti per accrescere la penetrazione del vettore elettrico nel settore dei trasporti e migliorare la relativa integrazione e interazione con il sistema elettrico;
- realizzazione di dimostratori su scala di comunità locali per la messa a punto di modalità innovative di gestione e controllo della rete elettrica mediante logiche di tipo distribuito, allo scopo di incrementare l'efficienza energetica nel ciclo di produzione, trasporto, distribuzione dell'elettricità;
- continuare l'impegno nell'ammodernamento delle reti elettriche, anche in BT, in un'ottica di smart grids. La crescita della generazione distribuita richiede infatti una vera e propria trasformazione delle reti di distribuzione e delle relative modalità gestionali, con l'ammodernamento sia della componente hardware (e.g. per rendere anche le reti di distribuzione bi-direzionali) che di quella software (e.g. per abilitare iniziative di demand response management).

A livello di risorse finanziarie nel contesto di Mission Innovation, l'Italia si è impegnata a raddoppiare il valore del portafoglio delle risorse per la ricerca pubblica in ambito clean energy, dai circa 222 mln€ nel 2013 (anno assunto come baseline) ai circa 444 mln€ a partire dal 2021, che rappresenta a tutti gli effetti l'impegno minimo per garantire il raggiungimento degli obiettivi indicati.

A titolo indicativo nel grafico seguente è riportata l'evoluzione della spesa per la R&S in Italia dal 1963 al 2013, con una proiezione per gli anni successivi fino al 2020. Nell'ambito della strategia Europa 2020, l'Italia ha adottato un target di spesa al 2020 pari all'1,53% del PIL.

Per gli interventi di smartizzazione delle reti elettriche oltre alla maggiore remunerazione prevista dall'ARERA, si utilizzano, laddove possibile, anche ulteriori risorse, in particolare quelle della programmazione dei Fondi strutturali europei.

Figura 23 - Evoluzione della spesa per R&S



ii. Se disponibili, obiettivi nazionali relativi al 2050 connessi alla promozione di tecnologie energetiche pulite e, se del caso, obiettivi nazionali, compresi gli obiettivi a lungo termine (2050), per la diffusione delle tecnologie a basse emissioni di carbonio, comprese le tecnologie per la decarbonizzazione dei settori industriali ad alta intensità energetica e di carbonio e, se del caso, delle relative infrastrutture di trasporto e stoccaggio del carbonio

Nella prospettiva del 2050 razionalizzare e potenziare la ricerca e l'innovazione nel settore energetico diviene imperativo indicando obiettivi nazionali e di finanziamento per la ricerca e l'innovazione, pubbliche e private. Tali obiettivi dovranno essere coerenti con le priorità della strategia dell'Unione dell'energia e del SET Plan. Queste previsioni, ancorché non consolidate, possono costituire un riferimento comunque utile, sulla cui base riflettere per meglio individuare le opzioni tecnologiche alle quali dare priorità, tenendo conto dei punti di forza del sistema nazionale e delle esigenze di sistema. In proposito, andranno utilizzati in modo coordinato strumenti nazionali, i programmi europei e internazionali.

A seguito dell'intenso lavoro svolto dalla delegazione italiana nell'ambito dei working groups costituiti dal SET Plan per l'implementazione delle Azioni-chiave, si ritiene che le fonti rinnovabili - tra esse, il solare PV e CSP in particolare e, più in prospettiva, l'energia del mare (moto ondoso, maree e correnti), i sistemi per l'accumulo (compreso l'idrogeno e il power to gas e, più in generale, l'integrazione tra sistema elettrico e altri sistemi), i dispositivi d'impianto per la sicurezza del sistema elettrico, la mobilità elettrica, le bioraffinerie, i materiali, i processi e sistemi per l'efficienza energetica dell'industria e degli edifici rappresentino i temi su cui sussiste, nello stesso tempo, un'adeguata presenza degli organismi di ricerca, un interessante substrato industriale e un rilevante interesse di sistema, non solo per gli obiettivi 2030 ma anche e soprattutto in una prospettiva di più lungo termine al 2050.

In particolare sui materiali avanzati per l'energia (sviluppati soprattutto nell'ambito della IC#6 di Mission Innovation e del Fondo per la Ricerca di sistema elettrico), le piccole e medie imprese che

costituiscono gran parte del tessuto industriale italiano attivo nel settore hanno sottolineato come sia essenziale avviare la standardizzazione del formato dei dati, definire le modalità di raccolta, uso e condivisione dell'informazione e come una corretta gestione della proprietà intellettuale sia elemento imprescindibile per poter aderire alla realizzazione di questa piattaforma per l'accelerazione della scoperta dei materiali.

La partecipazione italiana a Mission Innovation pertanto costituisce per i prossimi decenni una opportunità per l'industria italiana operante nel settore dei materiali per l'energia per partecipare a progetti di ricerca altamente innovativi a livello precompetitivo adottando un approccio rivoluzionario e innovativo nella scoperta e nello sviluppo di nuovi materiali che porrà le basi per un rafforzamento significativo a livello globale delle aziende nazionali del settore. L'elevato potenziale di crescita delle tecnologie energetiche pulite, il rilevante ruolo della produzione di materiali avanzati, le competenze della ricerca italiana e la tradizione manifatturiera delle nostre aziende, soprattutto medio-piccole, assieme alle strategie energetiche nazionali che puntano con decisione verso la de-carbonizzazione creano condizioni molto favorevoli perché un investimento pubblico in ricerca sui materiali per l'energia possa trasformarsi in un potente motore di crescita industriale e di occupazione qualificata.

Molto si potrà fare in futuro in Europa anche in termini di infrastrutturazione e digitalizzazione e ampi, almeno per l'Italia, sembrano i margini di crescita e miglioramento. Miglioramento che sicuramente dovrà riguardare anche i sistemi di accumulo di energia, il cui futuro rivestirà certamente a un ruolo di primo piano. Sarà difficile procedere verso la decarbonizzazione del settore energetico senza progressi sostanziali nelle tecnologie di stoccaggio dell'energia. In particolare, permangono ostacoli di natura tecnica: al di là della tecnologia specifica, è necessario sviluppare potenza, capacità, velocità di reazione, efficienza e ridurre i costi.

Per ottenere questi risultati, vista la necessità di investimenti ampi, risulta fondamentale costruire alleanze larghe e di dimensione europee e anche extra-europee, che mettano insieme tutti i soggetti interessati (istituzioni, università e centri di ricerca, imprese) per supportare le attività di R&S nel settore e facilitare l'introduzione nel mercato delle nuove tecnologie, sviluppando anche misure che intervengano sul quadro normativo e regolatorio, con lo scopo di abbattere le barriere d'ingresso al mercato e sostenere l'attrazione di finanziamenti e il ritorno degli investimenti. In tal senso, occorre migliorare e ottimizzare le sinergie nel triangolo Università, Enti di ricerca, Imprese, operando una distinzione tra la ricerca pubblica di lungo periodo da quella industriale innovativa più rispondente alle esigenze di politica industriale nazionale, caratterizzate da TRL (Technology Readiness Level) diversi.

In tale prospettiva, l'adesione italiana sia alla recente ETIP Batteries Europe lanciata dalla Commissione che alla European Batteries Alliance (EBA) costituisce un elemento molto positivo in prospettiva 2050, seppure in presenza di una limitata capacità produttiva.

Sul lato della domanda, l'innovazione del settore energetico nella prospettiva del 2050 passerà necessariamente anche attraverso l'utilizzo della blockchain e dell'intelligenza artificiale. La creazione di piattaforme di scambio energetico basate sulla blockchain permetterà ai piccoli produttori di energia e ai prosumers di vendere l'elettricità in eccesso direttamente ad altri utenti della rete senza l'intervento di intermediari grazie ai cosiddetti smart contract o contratti intelligenti.

In Italia anche lo sviluppo delle smart grids sarà un tema dominante per i prossimi decenni, che agevolerà non solo i piccoli produttori ma anche le grandi aziende, in quanto la disponibilità di una rete in cui tutti i dispositivi comunicano tra di loro condurrà a software dotati di intelligenza artificiale una quantità di informazioni adeguate a predire adeguatamente la domanda di energia. L'utilizzo sempre più diffuso di tali tecnologie pone, tuttavia, una serie di interrogativi giuridici che costituiranno un ostacolo al pieno e completo sfruttamento delle relative potenzialità.

Al crescere della digitalizzazione cresceranno tuttavia i rischi a essa connessa. Un campo, quello della cybersicurezza, dove si aprono grandi spazi e opportunità per attori nuovi o innovativi, ma nuove sono anche le vulnerabilità. Pertanto, anche il piano della ricerca cyber nel settore elettrico in Italia dovrà nei prossimi anni affrontare il tema dell'innovazione delle infrastrutture energetiche in una prospettiva di lungo termine attraverso attività di modellistica e simulazione, attività sperimentale per la verifica delle misure di sicurezza preventive e reattive utilizzate nei sistemi di comunicazione del settore elettrico.

In questa stessa ottica, è da considerare che l'evoluzione del mix energetico e dell'assetto dei mercati coinvolgerà in modo crescente e in un ruolo attivo nuovi soggetti e nuove risorse, a più livelli di tensione. Ne derivano esigenze di ricerca e innovazione in tecnologie per rendere più "leggibile" il sistema e più intelligenti le reti, nonché per sostenere lo sviluppo degli strumenti necessari per la gestione in sicurezza delle reti e del sistema energetico.

È infine da ritenere di interesse stimolare la ricerca verso i potenziali benefici dell'integrazione dei sistemi elettrico e gas tramite lo sviluppo di progetti pilota power to gas, power to hydrogen e gas to power. Un'integrazione che vede la rete gas quale strumento utile allo sviluppo di una quantità sempre maggiore di rinnovabili intermittenti, portatrice essa stessa di gas rinnovabili, e - attraverso conversioni del vettore elettrico in gas e viceversa - pilastro di un'infrastruttura energetica integrata, che permette di sfruttare il pieno potenziale delle fonti rinnovabili, garantendo anche lo stoccaggio dell'energia a medio-lungo termine.

L'evoluzione e lo sviluppo delle tecnologie precedentemente citate consentirebbero l'accumulo dell'eccesso di produzione di energia da FER non programmabili in vettori energetici rinnovabili (biometano, idrogeno, calore) aumentando l'efficienza complessiva del sistema energetico e iniziando un percorso sinergico tra i due sistemi verso una possibile fusione del settore gas ed elettrico in un unico settore energetico.

In futuro inoltre servirà fornire le basi per l'integrazione dell'idrogeno nelle reti. L'idrogeno, in particolare quello prodotto utilizzando energia elettrica da fonti rinnovabili, è ottenibile utilizzando tecnologie attualmente disponibili sul mercato e permette lo sviluppo di soluzioni di accumulo innovative quali il power to gas. Inoltre, l'immissione in rete di idrogeno senza destinazione specifica di uso può rappresentare una soluzione per rendere più sostenibili le reti esistenti e sfruttare l'infrastruttura del gas naturale. La ricerca nei prossimi anni si dovrà indirizzare verso il miglioramento delle prestazioni e dei costi degli elettrolizzatori, oltre che verso l'iniezione controllata di quantità crescenti di idrogeno all'interno delle reti gas. Sono allo studio anche soluzioni che in futuro prevedano due infrastrutture separate (una al 100% di idrogeno e un'altra con la miscela) in funzione del livello di maturità dei mercati.

Per quanto riguarda lo sviluppo di una filiera idrogeno nel settore trasporti stradali, occorre innanzitutto investire in ricerca e sviluppo e nelle infrastrutture di rifornimento. Nel settore ferroviario, l'idrogeno costituisce una valida alternativa laddove non sia presente l'infrastruttura elettrificata, per sostituire le locomotive diesel. Anche per l'impiego dell'idrogeno nel settore navale sono in corso studi e ricerche che vedono l'Italia impegnata con i principali costruttori nazionali ma i tempi di sviluppo e l'entità degli investimenti sono elevati.

Fondamentale diverrà definire un quadro normativo e regolatorio chiaro e certo al fine di favorire l'immissione di idrogeno nelle attuali infrastrutture gas, come ulteriore fonte energetica in miscelata con il gas naturale (tra l'altro implementando l'applicazione di sistemi di separazione selettivi dell'idrogeno, quali membrane), approfondire le implicazioni della sua immissione nel sistema stoccaggio e negli usi finali e prevedere eventuali misure di incentivazione sulle diverse opzioni tecnologiche volte a sviluppare la produzione di idrogeno da fonti rinnovabili in sinergia con il settore elettrico e della bioenergia, o da zero emissioni come il methane cracking. È necessario

che i potenziali investitori in impianti power to gas possano disporre di regole certe circa le modalità di calcolo della componente rinnovabile dell'idrogeno prodotto.

Dal punto di vista della ricerca, sarà importante indagare anche il syngas e il sector coupling, al fine di conseguire una maggiore integrazione tra elettricità e gas, ottimizzando le sinergie esistenti nella generazione, trasporto e distribuzione dei due settori, con l'obiettivo ultimo di realizzare un sistema energetico europeo ibrido e decarbonizzato.

Il Ministero dello Sviluppo Economico ha attivato uno specifico tavolo sull'idrogeno che raggruppa oltre 70 stakeholders nazionali interessati allo sviluppo e alle applicazioni di tale vettore, nei settori della produzione, dell'accumulo e del power to gas, oltre che negli usi finali nell'industria e nei trasporti.

iii. Ove applicabile, obiettivi nazionali relativi alla competitività

La filiera italiana di produzione di impianti rinnovabili ha subito negli ultimi anni una considerevole contrazione per via della crisi europea e della successiva fase di stagnazione economica, aggravata dalla crescente competizione dei Paesi in via di sviluppo. Considerati gli investimenti che verranno sviluppati nei prossimi anni per rispettare i target ambientali, in Italia come nel resto del mondo, è importante procedere alla definizione di politiche attive di promozione dell'offerta tecnologica e della ricerca in campo energetico, così da sostenere la vocazione manifatturiera del nostro Paese.

La mappatura attuale della filiera tecnologica di produzione di sistemi e componenti per gli impianti e le sue potenzialità in funzione degli investimenti necessari al raggiungimento dei nuovi obiettivi climatici al 2030 nel solo contesto nazionale ci offre un quadro aggiornato della situazione.

Il settore delle energie rinnovabili in Italia presenta un rallentamento dovuto principalmente all'adozione di politiche incentivanti che hanno concentrato la crescita nel periodo 2007 - 2012. Tale sviluppo ha rappresentato un volano per i produttori di componenti localizzati all'estero, e non per l'industria italiana che ha sofferto la concorrenza di mercati più competitivi.

L'Italia è riuscita, invece, a cogliere meglio le opportunità sotto il profilo della produzione manifatturiera dei sistemi per l'incremento dell'efficienza energetica. Una possibile ripresa del trend di crescita potrebbe avere impatti positivi sulla filiera italiana di componenti nel caso sappia cogliere queste opportunità per rinnovare e rendere più competitiva la propria offerta, con ricadute positive su tutta la supply chain, dai produttori di materie prime agli installatori e alle aziende per servizi di O&M.

Le attività di R&S in Italia sono rivolte soprattutto alla ricerca di nuove soluzioni tecnologiche per favorire l'integrazione delle FER nel sistema energetico. L'obiettivo strategico è quello di contribuire alla costituzione di una vera e propria filiera industriale delle energie rinnovabili in Italia, che possa avere positive ricadute in termini economici e occupazionali. In tale prospettiva, occorre migliorare la cooperazione con il sistema della ricerca e attivare processi di trasferimento tecnologico e di know-how per sviluppare tecnologie funzionali alle esigenze delle imprese per reggere la sfida concorrenziale con i produttori internazionali.

La sfida per la competitività che l'Italia deve affrontare è lo sviluppo di un sistema integrato ricerca-industria, con un maggior contatto e coordinamento tra ricerca e produzione in grado di accelerare l'introduzione sul mercato di nuove tecnologie e prodotti. Devono pertanto essere attivati strumenti appositi per promuovere la filiera italiana di produzione degli impianti clean energy e accrescere gli investimenti in R&S.

La ricerca e lo sviluppo in ambito tecnologico hanno dimensione globale e non sono limitati ai confini nazionali. L'aumento degli stanziamenti in ricerca e sviluppo previsto dalla partecipazione a Mission Innovation e il rifinanziamento dei Fondi per la Ricerca di sistema elettrico e per Interventi e misure per lo sviluppo tecnologico e industriale avrà di certo un significativo impatto sul Paese in

quanto consentirà di accrescere il livello di innovazione tecnologica del sistema produttivo, con un conseguente incremento del livello di occupazione qualificata e di competitività, anche grazie all'ulteriore riduzione in prospettiva dei costi per la produzione di energia da fonti rinnovabili.

Questi fattori potranno contribuire al raggiungimento dei target comunitari al 2030 e 2050, e di quello previsto dall'Accordo di Parigi sui cambiamenti climatici, con un minore costo complessivo di sistema e per la finanza pubblica. Inoltre tali investimenti permetteranno di disporre di tecnologie avanzate in grado di contribuire efficacemente al contrasto e all'adattamento al cambiamento climatico e allo stesso tempo di aumentare la competitività del sistema produttivo nazionale coerentemente con le priorità di "Industria 4.0".

Per cogliere in pieno le opportunità di rafforzamento della struttura produttiva nazionale derivanti dal programma di investimenti, sembra necessario non solo promuovere la R&S nel campo delle rinnovabili, ma anche sostenere la filiera di produzione dei sistemi di accumulo e architetture digitali e di automazione legati ai servizi di rete, vista la crescente interrelazione con la filiera rinnovabile, rafforzando la cooperazione a livello comunitario in iniziative come la EBA, per valutare progetti di cooperazione industriale tipo "Gigafactory" per i sistemi di accumulo.

Infatti, un elemento innovativo rispetto al passato e destinato a svilupparsi sempre di più nei prossimi decenni, è rappresentato dalla digitalizzazione del settore energetico. La generazione di dati da parte del sistema energetico (ad esempio con il miglioramento delle tecnologie e infrastrutture di misura e il demand side management), l'aumento della capacità di trasmissione dati delle reti di telecomunicazioni (banda larga) e l'accessibilità a una enorme mole di dati generati al di fuori del sistema energetico (ad esempio IoT - Internet of Things) ma di rilievo anche per il settore, richiedono che gli operatori si dotino di capacità di calcolo e analisi (big data) sia per migliorare la propria operatività, sia per offrire nuovi servizi. Pur non rappresentando ricerca energetica in senso stretto, il fenomeno è indice della digitalizzazione, un tema affrontato in maniera organica nel Piano Nazionale Industria 4.0 che offre una serie di strumenti di supporto in funzione della dimensione aziendale. Gli obiettivi nazionali di competitività possono essere perseguiti anche tramite questo strumento.

L'intero comparto dell'economia circolare, la geotermia, l'impiantistica legata a GPL e metano, la filiera del bioetanolo, la produzione di batterie e accumuli elettrochimici (non solo litio, anche ioni e sodio) e ovviamente le tecnologie per il fotovoltaico, rappresentano pertanto le principali filiere cui puntare, anche nella prospettiva di sviluppo su mercati esteri.

Le misure che l'Italia intende adottare con l'obiettivo di favorire la competitività delle proprie filiere industriali, sfruttando le opportunità offerte dalla transizione energetica in particolare in termini di ricerca e sviluppo di nuove tecnologie, saranno oggetto periodicamente di un attento monitoraggio e di un'analisi dei costi e dei benefici. In tal modo, anche a seguito di un confronto con le principali filiere produttive coinvolte nella transizione, con i cittadini e i territori interessati, le misure saranno aggiornate per sfruttare l'occasione offerta dalla transizione energetica come motore di crescita sostenibile, secondo la logica del green new deal.

3 POLITICHE E MISURE

3.1 Dimensione della decarbonizzazione

3.1.1 Emissioni e assorbimenti di gas a effetto serra

i. Politiche e misure volte a raggiungere l'obiettivo stabilito dal Regolamento (UE) 2018/842, specificato al punto 2.1.1, e politiche e misure per conformarsi al Regolamento (UE) 2018/841, che riguardino tutti i principali settori responsabili delle emissioni e i settori per l'aumento degli assorbimenti, con la prospettiva e l'obiettivo a lungo termine di diventare un'economia a basse emissioni e di raggiungere un equilibrio tra emissioni e assorbimenti in conformità dell'accordo di Parigi

Al fine di raggiungere l'obiettivo di riduzione delle emissioni di gas effetto serra nel periodo 2021-2030, pari al -33% rispetto al 2005, come previsto dal Regolamento (UE) 2018/842, l'Italia si avvale di diverse misure già in vigore, nonché di nuove politiche che saranno introdotte.

I settori responsabili delle emissioni e degli assorbimenti di gas a effetto serra che ricadono nell'ambito di applicazione del Regolamento (UE) 2018/842 sono: i trasporti, il residenziale, il terziario, l'industria non ricadente nel settore ETS, i rifiuti, l'agricoltura e il settore LULUCF.

Per quanto riguarda le politiche e le misure volte alla decarbonizzazione dei trasporti e all'efficienza energetica del residenziale, terziario e dell'industria non ricadente nel settore ETS, si rimanda alle successive pertinenti sezioni del presente Piano.

Con riferimento ai rifiuti, all'agricoltura e al settore LULUCF si riportano di seguito le principali politiche e misure, identificate ai fini del raggiungimento delle riduzioni delle emissioni di gas a effetto serra al 2030.

Economia circolare e Rifiuti

In generale, le politiche di mitigazione dei cambiamenti climatici fino a oggi si sono concentrate sull'efficienza energetica piuttosto che sull'efficienza dei materiali come motore principale del miglioramento delle prestazioni tecniche. Data la natura fortemente trasversale del tema dell'economia circolare, è necessario elaborare un quadro strategico generale che individui gli ambiti di intervento specifici e i settori di maggiore impatto, e che, al contempo, garantisca coerenza e sinergia con la programmazione delle altre politiche. Date le specificità del nostro Paese, particolare attenzione dovrà essere data ai settori manifatturiero, alimentare, tessile, delle costruzioni e della mobilità.

Recenti studi internazionali (https://www.resourcepanel.org/) stanno cominciando ad approfondire in maniera specifica il tema dell'uso efficiente dei materiali e il loro potenziale contributo alla riduzione dei gas effetto serra. In particolare, alcuni studi individuano le seguenti strategie specifiche che possono essere adottate per migliorare tale efficienza:

- estensione della vita utile dei prodotti
- riuso-riparazione
- scelta di materiali meno carbon-intensive in fase produttiva
- riduzione di materiali e scelta di materiali più leggeri
- resa migliore nel processo produttivo
- condivisione dei beni
- simbiosi industriale

- riciclo e cessazione della qualifica di rifiuto.

A titolo esemplificativo, il D.M. 15 maggio 2019, n.62 "Regolamento recante disciplina della cessazione della qualifica di rifiuto da prodotti assorbenti per la persona (PAP)" stabilisce i criteri specifici nel rispetto dei quali le plastiche eterogenee a base di poliolefine, il SAP e la cellulosa derivanti dal recupero di rifiuti di prodotti assorbenti per la persona (PAP), cessano di essere qualificati come rifiuto ai sensi e per gli effetti dell'articolo 184-ter del D.Lgs. 3/4/2006, n.152. Si tratta di un processo tecnologico innovativo capace di riciclare i prodotti assorbenti per la persona usati, ottenendo preziose materie prime secondarie, evitando lo smaltimento in discarica, l'incenerimento e le conseguenti emissioni in atmosfera.

La riduzione delle emissioni nel settore dei rifiuti è, dunque, principalmente legata all'incremento della raccolta differenziata e al conseguente riciclo delle frazioni raccolte separatamente. Infatti, le materie prime seconde generate dalla raccolta e dalla trasformazione dei rifiuti in nuove risorse consentono di risparmiare emissioni in maniera consistente rispetto all'utilizzo di materie vergini. Il guadagno netto è dipendente dal tipo di materiale (più elevato per alluminio e metalli) e dalle quantità raccolte.

Per quanto riguarda la frazione organica della raccolta differenziata, il successivo trattamento aerobico/anaerobico per la produzione di compost consente di trasformare in fertilizzante ricco di materia organica il rifiuto che sarebbe altrimenti smaltito in discarica con conseguente emissione di metano in atmosfera. Sul piano quantitativo, il trattamento della frazione organica dei rifiuti urbani proveniente dalla raccolta differenziata è passato da 2,4 Mt del 2006 a 5,9 Mt del 2017. Quindi, negli ultimi 10 anni 3,5 Mt di rifiuti organici sono state intercettate con le raccolte differenziate e trattate al fine di produrre compost, evitando il conferimento delle stesse in discarica.

In futuro è previsto un incremento delle raccolte differenziate dei rifiuti organici, anche a causa del nuovo obbligo comunitario di raccolta della predetta frazione, con conseguente riciclaggio delle stesse ai fini della produzione di fertilizzanti. Anche lo sviluppo di sistemi di trattamento dei rifiuti organici di prossimità contribuirà ulteriormente a ridurre le emissioni diminuendo i trasporti dei rifiuti su lunghe distanze a impianti centralizzati.

In questo quadro, sul piano quantitativo, nel rispetto della normativa vigente, si registra un progressivo aumento degli impianti di trattamento della frazione organica dei rifiuti, che consente la trasformazione dei rifiuti organici in fertilizzanti che arricchiscono il terreno di sostanza organica, sostituendo i fertilizzanti minerali.

Il trattamento delle frazioni residuali dei rifiuti che vengono inviate a impianti di selezione e stabilizzazione contribuiscono ulteriormente a ridurre le emissioni in atmosfera. Rispetto al 2003 (anno di emanazione del decreto di recepimento della sulle discariche), l'Italia ha provveduto a realizzare una capacità di trattamento delle frazioni residuali a copertura quasi totale del fabbisogno nazionale. In questo modo, il rifiuto residuo viene stabilizzato prima di essere conferito in discarica riducendo le emissioni di biogas dalle stesse.

Il miglioramento della gestione complessiva dei rifiuti in relazione alla composizione (aumento della differenziata) e alla quantità dei rifiuti smaltiti in discarica, a seguito del recepimento della Direttiva europea 1999/31/CE sulle discariche, con D.Lgs. 13/1/2003 n.36, ha determinato una riduzione degli impatti correlati al settore dei rifiuti. Tale dinamica può essere incoraggiata da nuove misure per favorire il riciclo dei rifiuti organici (DPCM 7 marzo 2016) e non (decreti End of Waste) coerentemente all'aggiornamento della legislazione in materia.

Per quanto riguarda il futuro, l'approvazione del "pacchetto rifiuti" determinerà la necessità di incrementare ulteriormente le performance nazionali di raccolta e riciclaggio dei rifiuti, diminuendo al contempo le quantità smaltite in discarica. La nuova normativa che si sta predisponendo per il recepimento del "pacchetto rifiuti" prevede misure importanti in tema di competenze, responsabilità e incentivi al fine di dare piena implementazione ai nuovi obiettivi.

In tale ottica sono stati approvati il Decreto Legge n.34 del 30 aprile 2019 (D.L. Crescita) e la Legge 12 dicembre 2019, n.141, che ha convertito il Decreto Legge 14 ottobre 2019, n.111, che rappresentano un primo passo per la promozione dell'economia circolare

In particolare, la Legge 12 dicembre 2019, n.141 ha introdotto le seguenti misure:

- al fine di ridurre la produzione dei rifiuti e contenere le riduzioni di GHGs è previsto un contributo economico 40 mln€ a fondo perduto per gli anni 2020-2021 per la sperimentazione dei "green corner" per la vendita dei prodotti sfusi o alla spina nei negozi delle città, a partire da quelli piccoli e dalle botteghe, nonché per promuovere l'apertura di nuovi negozi interamente "green";

- al fine di contenere la produzione di rifiuti in plastica è prevista la istituzione del programma sperimentale "mangiaplastica" con una dotazione di 27 mln€ per il periodo 2019-2024 da fornire ai comuni e agli esercizi commerciali della grande distribuzione che vorranno dotarsi di macchinette cosiddette "mangia-plastica", che raccolgono bottiglie di plastica e in cambio restituiscono un bonus al cittadino;

- al fine di avviare campagne di informazione, formazione e sensibilizzazione sulle questioni ambientali nelle scuole è istituto uno specifico fondo denominato "Io sono Ambiente" con una dotazione di 6 mln€ per il periodo 2020-2022.

Il D.L. Crescita ha stabilito disposizioni in materia di rifiuti e imballaggi. In particolare, un'impresa che vende una determinata merce può riconoscere all'acquirente un abbuono a valere sul prezzo dei successivi acquisti, pari al 25% del prezzo dell'imballaggio contenente la merce stessa riconosciuto all'atto della resa dell'imballaggio in questione. All'impresa venditrice che riutilizza gli imballaggi usati o che differenzia gli stessi al fine di avviarli al riciclo è riconosciuto un credito d'imposta d'importo pari al doppio dell'importo riconosciuto agli acquirenti come abbuono. Il credito è riconosciuto fino all'importo massimo annuale di 10.000 euro per ciascun beneficiario nel limite complessivo di 10 mln€ per l'anno 2020.

Inoltre, il D.L. Crescita riconosce, per l'anno 2020, un contributo pari al 25% del costo di acquisto:

a) di semilavorati e prodotti finiti derivanti almeno per il 75% della loro composizione dal riciclaggio di rifiuti e rottami;
b) del compost di qualità derivante dal trattamento della frazione organica differenziata dei rifiuti.

Se gli acquirenti sono titolari di reddito da lavoro autonomo o sono imprese e utilizzano il bene nell'esercizio dell'attività economica o professionale, il contributo loro spettante è riconosciuto sotto forma di credito d'imposta fino all'importo massimo annuale di 10.000 euro per ciascun beneficiario nel limite complessivo di 10 mln€ per l'anno 2020. Se gli acquirenti non destinano il bene all'attività economica o professionale il contributo massimo annuale loro spettante è di 5.000 euro per ciascun beneficiario nel limite complessivo di 10 mln€ per l'anno 2020. In questo caso il contributo è anticipato dal venditore dei beni come sconto sul prezzo di vendita e a questo rimborsato sotto forma di credito d'imposta di pari importo.

Produzione elettrica

L'Italia ha programmato la graduale cessazione della produzione elettrica con carbone entro il 2025, con un primo significativo step al 2023, compensata, oltre che dalla forte crescita dell'energia rinnovabile, da un piano di interventi infrastrutturali (in generazione flessibile, reti e sistemi di accumulo) da effettuare nei prossimi anni. La realizzazione in parallelo dei due processi è indispensabile per far sì che si arrivi al risultato in condizioni di sicurezza del sistema energetico. Nonostante l'apporto limitato della generazione termoelettrica da carbone in Italia in termini comparati con altri Paesi europei (apporto che rimane comunque superiore ai 30 TWh/anno e superiore ai livelli dei primi anni 2000), si ritiene evidente che la dimensione della decarbonizzazione possa e debba andare di pari passo con la dimensione della sicurezza e dell'economicità delle forniture, così come è nello spirito di questo Piano integrato.

Una prima individuazione delle opere infrastrutturali necessarie è stata effettuata da Terna, sulla base di consolidate metodologie di analisi, ed è contenuta nella SEN 2017.

Infatti, ferma restando la necessità di accelerare la crescita delle energie rinnovabili, nell'ambito degli interventi complessivi (accumuli, reti, generazione flessibile, altre opere di rete) da realizzare per il target 2030, alcune modifiche infrastrutturali risultano in particolare connesse allo scenario di phase out dal carbone e in particolare, da avviare nella finestra 2020-2025:

- nuova capacità a gas per circa 3 GW, di cui circa il 50% sostanzialmente connesso al phase out, coerentemente con la pianificazione e la regolamentazione (paesaggistica e ambientale) regionale, e nuovi sistemi di accumulo per 3 GW nelle aree centro - sud, sud e Sicilia;
- il rinforzo della rete di trasmissione nel Polo di Brindisi per sicurezza di esercizio (già autorizzata dal MiSE e dal MATTM e in corso di realizzazione);
- la nuova dorsale adriatica per almeno 1 GW di capacità di trasporto;
- l'installazione di almeno 3000 MVAR di nuovi compensatori sincroni, in particolare nelle zone sud e centro - sud, per far fronte a quelle che saranno le conseguenti esigenze sorgenti di regolazione di tensione;
- in correlazione con il phase out dal carbone in Sardegna, è in corso di valutazione una nuova interconnessione elettrica Sardegna - Sicilia – Continente, insieme a nuova capacità di generazione a gas o capacità di accumulo per 400 MW localizzata nell'isola, nonché l'installazione di compensatori per almeno 250 MVAR.

Ai fini della transizione energetica, la nuova capacità di generazione alimentata a gas (con conseguente aumento temporaneo dei consumi di gas, a cui non corrisponde al momento nessuna previsione di uno sviluppo infrastrutturale) contribuirà nei prossimi anni alla copertura del fabbisogno e al mantenimento dei livelli di adeguatezza del sistema. In particolare, tenuto conto del phase out delle centrali a carbone, gli impianti a gas, per le loro caratteristiche intrinseche (capacità di rispondere in tempi rapidi e per periodi di tempo prolungati ad ampie escursioni del carico elettrico) assicureranno la necessaria flessibilità al sistema, compensando l'incremento rilevante di produzione rinnovabile non programmabile e assicurando il mantenimento dei livelli di sicurezza, adeguatezza, resilienza e qualità del servizio.

Le valutazioni delle modifiche infrastrutturali eventualmente necessarie ai fini della concreta attuazione del phase out del carbone dalla produzione elettrica si baseranno sul confronto in appositi tavoli settoriali (per zone di mercato elettrico, per singolo sito e specifico per la Sardegna), con gli operatori, le autonomie locali, Terna, le parti sociali e le associazioni ambientaliste e di categoria. I tavoli hanno lo scopo di valutare le condizioni tecniche e normative, le infrastrutture necessarie, nonché le modalità di salvaguardia dell'occupazione (per la quale sono state stanziate apposite risorse).

Le opere di rete sono in larga parte già comprese nel Piano di Sviluppo 2018 di Terna, attualmente sottoposto a procedura di VAS da parte del Ministero dell'Ambiente, e nei Piani di difesa sempre di Terna. La nuova capacità di generazione a gas e i sistemi di accumulo necessari faranno invece parte dei nuovi investimenti a supporto della transizione che saranno sollecitati attraverso il capacity market, dal momento che allo stato attuale i segnali di prezzo sui mercati spot non sono tali da sostenere la realizzazione di nuovi investimenti in capacità convenzionale; nel 2019 si sono tenute le prime due procedure d'asta, con periodo di consegna 2022 e 2023, funzionali a permettere proprio di avviare il processo di sostituzione di capacità a carbone o poco efficiente con nuova capacità a gas più efficiente e flessibile.

Considerati i tempi medi di autorizzazione del Piano di Sviluppo e dei tempi necessari alla progettazione, autorizzazione e realizzazione delle opere, è necessario monitorare il processo, anche sui volumi di energia rinnovabile che saranno nel frattempo sviluppati, e mettere in campo azioni di accelerazione, in modo da arrivare ad avere e dare certezza sui tempi del processo. Un primo step di verifica può essere posto alla fine del 2020, data in cui occorrerà aver concluso i procedimenti di autorizzazione almeno delle opere principali.

In considerazione dell'importanza anche territoriale e sociale di questo cambiamento, il Governo e il MiSE in particolare intendono aprire un confronto sia con gli operatori interessati sia con le organizzazioni dei lavoratori e i rappresentanti degli enti territoriali e locali, valutando anche possibili riconversioni dei siti sempre per finalità energetiche e connesse attività di accompagnamento.

Agricoltura

L'agricoltura e la zootecnia rappresentano fonti rilevanti di produzione di gas a effetto serra, costituiti principalmente da metano, ammoniaca e protossido di azoto.

Le emissioni di ammoniaca sono determinate principalmente della gestione delle deiezioni animali e dall'utilizzo dei fertilizzanti.

Le emissioni di protossido di azoto sono originate dalle reazioni di nitrificazione e denitrificazione parziale dell'ammoniaca presente nelle deiezioni, dallo stoccaggio del letame, dall'uso dei fertilizzanti, dalle coltivazioni di suoli organici, dai residui di gestione agricola e dalle condizioni micro-aerofile tipiche delle lettiere permanenti.

Le emissioni di metano sono causate dalla gestione delle deiezioni, dalla combustione delle biomasse, dalle coltivazioni di riso, dalle fermentazioni enteriche (ruminali) e dalle fermentazioni a carico della sostanza organica non digerita ed escreta nelle deiezioni.

Sul piano settoriale, nel caso del comparto zootecnico, la gestione degli effluenti (bovini, suini e avicoli) è la fase aziendale in cui si generano circa il 50% del totale delle emissioni agricole. Più nel dettaglio, in ambito zootecnico le emissioni di ammoniaca sono generate dalle fermentazioni microbiche a carico dell'azoto presente nelle deiezioni (feci e urine) e avvengono in tutte le fasi di gestione, dal momento dell'escrezione nel ricovero fino alla distribuzione in campo. Per il comparto agricolo, invece, le emissioni di ammoniaca sono generate dall'utilizzo dei fertilizzanti organici e di sintesi.

Per quanto riguarda il settore agricolo e quello zootecnico sono state individuate le seguenti azioni:

- **Accordo di programma per l'adozione coordinata e congiunta di misure per il miglioramento della qualità dell'aria nel bacino padano**

L'accordo del bacino padano 2017 individua interventi e azioni comuni per contrastare le emissioni, incluse quelle a effetto serra, e le polveri sottili. Per quanto riguarda le misure in campo agricolo e

zootecnico, le Regioni hanno l'obbligo, nell'ambito dei piani di qualità dell'aria, di applicare pratiche finalizzate alla riduzione delle emissioni prodotte dalle attività agricole, quali la copertura delle strutture di stoccaggio di liquami, l'applicazione di corrette modalità di spandimento dei liquami e l'interramento delle superfici di suolo oggetto dell'applicazione di fertilizzanti, ove tali pratiche risultino tecnicamente fattibili ed economicamente sostenibili.

Per il biogas di origine agricola va considerato il sistema di gestione dei reflui zootecnici e la destinazione d'uso del digestato, di rilievo specie nelle aree vulnerabili ai nitrati e affette da problemi di qualità dell'aria dovuti alla formazione di inquinanti di natura secondaria provenienti dalla ricombinazione dell'ammoniaca rilasciata in prevalenza in atmosfera dall'agricoltura.

- **Codice nazionale indicativo di buone pratiche agricole per il controllo delle emissioni di ammoniaca**

Il codice, che sarà inserito nel programma nazionale di controllo dell'inquinamento atmosferico, prende in considerazione gli aspetti seguenti per la riduzione delle emissioni di ammoniaca:

- gestione dell'azoto, tenendo conto dell'intero ciclo dell'azoto;
- strategie di alimentazione del bestiame;
- tecniche di stoccaggio e di spandimento del letame che comportano emissioni ridotte;
- sistemi di stabulazione che comportano emissioni ridotte;
- possibilità di limitare le emissioni di ammoniaca derivanti dall'impiego di fertilizzanti minerali.

Il codice prevede misure obbligatorie per la mitigazione e per l'abbattimento dell'ammoniaca tramite: diverso uso dei fertilizzanti; tecniche di spandimento delle deiezioni e stoccaggi. Le misure di mitigazione facoltative sono finanziabili tramite fondi europei riconducibili alle politiche di sviluppo rurale.

- **Politica Agricola Comune (PAC) 2021-2027**

Le misure indicate nel citato codice nazionale trovano una risposta finanziaria e applicativa negli strumenti della Politica Agricola Comune (PAC), che, rispetto alla PAC 2014-2020, è maggiormente orientata al miglioramento dell'ambiente. Tali misure saranno attuabili nel periodo 2021-2027 e prevedono:

- il rafforzamento della condizionalità che vedrà pagamenti diretti subordinati a requisiti ambientali più rigorosi;
- l'obbligo per gli Stati membri di introdurre regimi ecologici che abbiano un impatto positivo su clima e ambiente, ma il cui utilizzo è facoltativo per le singole aziende agricole, nel primo pilastro (sostegno diretto al reddito degli agricoltori e misure di mercato);
- i pagamenti per impegni ambientali, climatici e altri impegni in materia di gestione, nel secondo pilastro (sviluppo rurale).

- **Promozione di misure per il sequestro della CO_2 nei suoli agricoli e nei sistemi forestali**

- Si valuteranno, in linea con quanto emerso anche dalla consultazione pubblica, eventuali azioni per la promozione di iniziative volte al sequestro della CO_2 nei suoli agricoli e nei sistemi forestali (suoli, biomassa ipogea, epigea, legno, ecc.), considerando anche potenziali misure di pagamento dei servizi ecosistemici per la silvicoltura e collegati ai suoli agricoli e ai sistemi colturali sia erbacei (seminativi, ecc.) che arborei.

LULUCF

Per quanto riguarda il comparto forestale sono state individuate le seguenti azioni:

- **Predisposizione del Rapporto Annuale sulle Foreste Italiane (RAF)**

Il rapporto prevede il rafforzamento della conoscenza puntuale delle foreste italiane in ogni loro aspetto: naturalistico, produttivo, economico, ecc. Inoltre, è prevista la raccolta delle informazioni da tutti gli stakeholders coinvolti, ivi incluse le Regioni, gli enti territoriali, l'Istat, nonché il settore economico e scientifico.

- **Testo Unico Foreste e Filiere Forestali**

Il 3 aprile 2018 è stato promulgato il nuovo Testo Unico in materia di Foreste e filiere Forestali (TUFF) con il D.Lgs. n.34/2018, che abroga il D.Lgs. 227/2001 recante "orientamento e modernizzazione del settore forestale". Il TUFF fornisce indirizzi e linee guida a supporto delle Amministrazioni regionali in materia di gestione forestale. Il TUFF aggiorna le disposizioni di coordinamento e indirizzo nazionale in materia di Gestione Forestale Sostenibile (GSF) e sviluppo delle filiere forestali. Al fine di rendere concreta e unitaria la politica forestale nazionale vengono previsti 9 decreti attuativi per identificare criteri e indirizzi minimi per il settore, quali ad esempio la formazione degli operatori, l'iscrizione agli albi delle imprese competenti, il riconoscimento dello stato di abbandono colturale del bosco, gli indirizzi di gestione e pianificazione forestale. Con tale provvedimento si intende riconoscere la Gestione Forestale Sostenibile quale strumento volto a garantire un aumento nell'assorbimento del carbonio, anche nella produzione di prodotti legnosi di qualità. In questo contesto si prevede, nell'arco di dieci anni, una progressiva variazione dei tassi di utilizzazione finora registrati, con un passaggio dall'attuale 30-33% annuo al possibile 40-45% di utilizzo.

- **Libro bianco dei boschi d'Italia**

Al fine di supportare il processo di redazione della nuova strategia forestale nazionale, è stato pubblicato e messo in consultazione il Libro bianco dei boschi d'Italia, con lo scopo di fornire un supporto alla definizione della nuova Strategia Forestale Nazionale (SFN). Il libro bianco raccoglie e sintetizza le percezioni, le esigenze e le necessità della società civile e imprenditoriale, del mondo scientifico e istituzionale sul ruolo del settore forestale. L'obiettivo è quello di contribuire a rendere la nuova SFN coerente ed efficace nel perseguimento delle necessità del settore forestale, coerentemente con le indicazioni europee e gli impegni internazionali in materia di mitigazione e adattamento al cambiamento climatico, al fine di garantire la stabilità e il benessere per le generazioni presenti e future.

Strumenti trasversali e altre misure

Oltre a quanto previsto a livello settoriale, si riportano di seguito ulteriori politiche e misure che contribuiscono agli obiettivi ESR.

- **Recepimento Direttiva (UE) 2016/2284**

Il D.Lgs. 81/2018 di recepimento della Direttiva (UE) n. 2016/2284 prevede la riduzione di alcuni inquinanti atmosferici (biossido di zolfo, gli ossidi di azoto, i composti organici volatili non metanici, l'ammoniaca e il particolato fine) attraverso:

- l'elaborazione, l'adozione e l'attuazione del programma nazionale di controllo dell'inquinamento atmosferico in coordinamento con le politiche adottate in materia di cambiamenti climatici;

- la realizzazione di inventari e proiezioni nazionali delle emissioni;
- il monitoraggio delle emissioni non soggette a obbligo di riduzione;
- il monitoraggio degli impatti sugli ecosistemi.

- **D.M. 7 novembre 2017 n.186: "disciplina dei requisiti, delle procedure e delle competenze per il rilascio di una certificazione dei generatori di calore alimentati a biomasse combustibili solide"**

Il Decreto stabilisce i requisiti, le procedure e le competenze per il rilascio di una certificazione ambientale dei generatori di calore alimentati con legna da ardere, carbone di legna e biomasse combustibili. Il Decreto individua, inoltre, le prestazioni emissive di riferimento per le diverse classi di qualità, i relativi metodi di prova e le verifiche da eseguire ai fini del rilascio della certificazione ambientale, nonché appositi adempimenti relativi alle indicazioni da fornire circa le corrette modalità di installazione e gestione dei generatori di calore che hanno ottenuto la certificazione ambientale.

- **Esecuzione del Regolamento (UE) n. 517/2014**

Al fine di ridurre le emissioni di gas fluorurati a effetto serra che si verificano durante le operazioni di installazione, manutenzione, riparazione e smantellamento delle apparecchiature che contengono tali gas, il nuovo D.P.R. adottato a novembre 2018 prevede l'adeguamento del sistema di certificazione per le persone fisiche e per le imprese che effettuano tali operazioni nonché l'istituzione di una "banca dati" per la raccolta e la conservazione delle informazioni relative alle vendite di gas fluorurati a effetto serra e delle apparecchiature che contengono tali gas, nonché tutte le registrazioni relative alle attività di installazione, manutenzione, riparazione e smantellamento di dette apparecchiature.

- **Codice dell'Ambiente**

Il Codice dell'Ambiente rappresenta uno strumento, già attivo oggi a livello nazionale, che contribuisce alla riduzione delle emissioni di gas a effetto serra attraverso:

a) l'attuazione di procedure per la Valutazione Ambientale Strategica (VAS), per la Valutazione d'Impatto Ambientale (VIA) e per l'autorizzazione ambientale integrata (IPPC);
b) la previsione di misure di difesa del suolo e lotta alla desertificazione, di tutela delle acque dall'inquinamento e digestione delle risorse idriche;
c) la gestione dei rifiuti e la bonifica dei siti contaminati;
d) la tutela dell'aria e la riduzione delle emissioni in atmosfera;
e) la tutela risarcitoria contro i danni all'ambiente.

- **Fondo per la transizione energetica del settore industriale**

Il Decreto Legge n.101 del 3 settembre 2019 istituisce il "Fondo per la transizione energetica nel settore industriale" per sostenere la transizione energetica di settori o di sottosettori considerati a rischio elevato di rilocalizzazione delle emissioni di carbonio a causa dei costi connessi alle emissioni di gas a effetto serra trasferiti sui prezzi dell'energia elettrica. Il fondo è alimentato dalla quota annua dei proventi derivanti dalle aste di allocazione delle quote EU ETS eccedente il valore di 1.000 mln€. Tale eccedenza, nella misura massima di 100 mln€ per il 2020 e di 150 mln€ annui a decorrere dal 2021, è destinata a finanziare interventi di decarbonizzazione e di efficientamento energetico del settore industriale.

Possibili effetti del Piano sulla qualità dell'aria

La necessità di collegare obiettivi e misure per la decarbonizzazione e per il miglioramento della qualità dell'aria è esplicitamente previsto dal Regolamento Governance. In questo quadro, a livello nazionale il D.Lgs. 30 maggio 2018, n.81, di recepimento della Direttiva 2016/2284, prevede la predisposizione del Programma Nazionale di controllo dell'inquinamento atmosferico (PNCIA), che deve essere elaborato dal Ministero dell'Ambiente, con il supporto di ISPRA ed ENEA, per la produzione degli scenari sulla situazione prevista al 2020 e al 2030 in termini di emissioni e di qualità dell'aria.

Il PNCIA è stato predisposto coerentemente con le indicazioni contenute nella stessa Direttiva 2016/2284 (Allegato III, Parte 1) e trasmesso, in versione "draft", alla Commissione europea nei tempi stabiliti.

Come richiesto dalle norme vigenti, i Ministeri competenti, nell'elaborazione del PNIEC e del PNCIA, hanno lavorato al fine di garantire la coerenza sia della base analitica, sia dei pacchetti di misure, compatibilmente con le diverse tempistiche previste per i due strumenti di pianificazione. In particolare, il PNCIA adotta ipotesi sui consumi e sui livelli di attività produttiva coerenti con gli scenari energetico-ambientali previsti dal PNIEC.

Conseguentemente, le misure considerate nel PNCIA sono quelle che, oltre all'effetto sulle emissioni clima-alteranti, garantiscono riduzioni significative degli inquinanti oggetto del Programma e in particolare ossidi di azoto, biossido di zolfo, particolato atmosferico e composti organici volatili non metanici; per quanto riguarda l'ammoniaca, ulteriori misure sono state tratte dal Codice di buone pratiche agricole, elaborato dal Ministero delle politiche agricole alimentari e forestali (per un dettaglio si vedano le Tavole 11, 12, 13 e 14 del capitolo 8 del PNCIA).

Partendo da questo quadro "armonizzato" con il PNIEC, per tutti gli inquinanti menzionati sono stati prodotti gli scenari emissivi al 2020 e al 2030 (capitolo 6 del PNCIA) di seguito riportati in forma sintetica: si evince il rispetto di tutti gli obiettivi di riduzione della Direttiva NEC a seguito dell'attuazione delle azioni del Programma.

Tabella 25: Riduzione delle emissioni al 2020

	Target Direttiva NEC al 2020	**2020 scenario senza misure**	**2020 scenario con misure PNCIA**
SO_2	-35%	-61%	-70%
NO_X	-40%	-43%	-47%
PM2.5	-10%	-17%	-23%
NMVOC	-35%	-35%	-41%
NH_3	-5%	-7%	-8%

Tabella 26: Riduzione delle emissioni al 2030

	Target Direttiva NEC al 2030	2030 scenario senza misure	2030 scenario con misure PNCIA
SO_2	-71%	-73%	-80%
NO_X	-65%	-63%	-70%
PM2.5	-40%	-33%	-42%
NMVOC	-46%	-43%	-50%
NH_3	-16%	-11%	-17%

Le politiche integrate per la decarbonizzazione e il miglioramento della qualità dell'aria sono state recentemente rafforzate con due ulteriori provvedimenti.

A giugno 2019 è stato varato il "Piano d'azione per il miglioramento della qualità dell'aria", firmato dalla Presidenza del Consiglio, sei Ministeri, Regioni e Province autonome; esso contiene misure relative a trasporti, agricoltura e riscaldamento domestico a biomassa, che sono i settori maggiormente responsabili degli alti livelli di inquinamento.

Il Piano ha una durata biennale e prevede misure articolate, con effetti sia sulla qualità dell'aria che nella decarbonizzazione, in 5 ambiti, quattro tematici e uno trasversale:

- agricoltura, con interventi per l'abbattimento delle emissioni di ammoniaca e limitazioni all'abbruciamento dei residui vegetali. Nello specifico si prevedono:
  - ✓ nell'ambito dei futuri programmi di sviluppo rurale, forme di finanziamento legate a misure di abbattimento delle emissioni di ammoniaca, al fine di consentire nella prossima programmazione 2021-2027 un maggiore utilizzo di tali misure tra gli agricoltori, con contestuale riduzione delle emissioni inquinanti;
  - ✓ modifica del D.Lgs. 152/2006 volta progressivamente a limitare la pratica dell'abbruciamento dei residui vegetali, anche nell'ottica del recupero e valorizzazione di tali residui.
- Mobilità**,** con l'introduzione di criteri ambientali nella circolazione in ambito extraurbano, limitatamente ai tratti autostradali adiacenti ai centri urbani e nel controllo delle zone a traffico limitato, e con disincentivo all'utilizzo di veicoli maggiormente inquinanti. Nello specifico si prevedono:
  - ✓ proposta di modifica del D.Lgs. 30/4/1992, n.285, volta a introdurre il criterio ambientale per l'adozione di provvedimenti di limitazione della circolazione, limitatamente ai tratti autostradali adiacenti ai centri urbani, con particolare riferimento alla riduzione dei limiti di velocità;
  - ✓ proposta di modifica della normativa vigente, al fine di precisare la possibilità dell'utilizzo dei dispositivi per il controllo delle aree a traffico limitato anche all'interno di tali aree e non solo nelle zone di varco;
  - ✓ adozione di linee guida per la classificazione dei veicoli elettrici ibridi al fine di consentire alle Amministrazioni nazionali e regionali, nell'ambito dei programmi di incentivazione, di orientare tali incentivi verso le tecnologie elettriche ibride a minor impatto ambientale;

- ✓ adozione di un decreto per autorizzare nelle città la sperimentazione della circolazione su strada di veicoli per la mobilità personale a propulsione prevalentemente elettrica, quali segway, hoverboard e monopattini;
- ✓ introduzione del criterio del bonus/malus che consenta di disincentivare l'utilizzo di veicoli ad alte emissioni inquinanti;
- ✓ pubblicazione sul sito istituzionale di linee guida e buone pratiche per promuovere la mobilità attiva, soprattutto nei percorsi casa scuola e casa lavoro, anche da parte delle Regioni.

- Riscaldamento civile, con misure di riduzione delle emissioni inquinanti derivanti dalle stufe a biomassa e dagli impianti termici alimentati a biomassa, ma anche limitazioni all'utilizzo degli impianti di riscaldamento alimentati a gasolio e di qualificazione degli installatori di impianti alimentati a fonti rinnovabili.
- In particolare, per quanto riguarda le misure rivolte alla riduzione di inquinamento derivante dalla combustione della biomassa, si prevedono:
  - ✓ aggiornamento della normativa di settore per condizionare l'incentivazione della sostituzione degli impianti termici alimentati a legna da ardere, bricchetti e cippato alla certificazione di tali biocombustibili solidi in conformità alle norme tecniche di riferimento (ISO UNI EN 17225 parti 3, 4 e 5) da parte di organismi di certificazione, nonché al rispetto di idonee forme di tracciabilità e di criteri di sostenibilità ambientale volti ad assicurare, a parità di energia prodotta, una riduzione delle emissioni di inquinanti e di biossido di carbonio;
  - ✓ analisi su possibili limitazioni all'uso della biomassa per la produzione di calore destinato al teleriscaldamento nelle aree caratterizzate da particolare inquinamento dell'aria;
- uscita dal carbone, prevista per l'Italia nel 2025, con un'accelerazione per le centrali termoelettriche che ricadono nelle aree oggetto delle procedure di infrazione, attraverso la loro chiusura o la loro trasformazione.

- Misure trasversali, come la razionalizzazione dei sussidi ambientalmente dannosi. In questo quadro e anche con riferimento al previsto phase out dal carbone, la Legge di Bilancio 2020 rimodula e innalza le accise gravanti sui prodotti energetici utilizzati per la produzione di energia elettrica con l'esplicito scopo di introdurre aliquote di accisa specifiche, determinate con riferimento al livello di emissioni nell'ambiente di gas responsabili dell'effetto serra e di polveri sottili. Tale aumento, che riguarda tutti i prodotti fossili appare rilevante in particolare per carbone lignite e coke. Resta ferma l'esenzione prevista per gli oli vegetali non modificati chimicamente.

Il secondo provvedimento per dare concretezza alla politica strategica nazionale per il contrasto ai cambiamenti climatici e il miglioramento della qualità dell'aria è la Legge 12 dicembre 2019, n.141 che ha convertito il Decreto Legge 14 ottobre 2019, n.111, il cosiddetto "Decreto Clima".

Il decreto prevede la definizione di un programma strategico nazionale che individui misure urgenti volte a contrastare il cambiamento climatico ma anche ad assicurare la corretta e piena attuazione della Direttiva 2008/50/CE; una novità assoluta per una programmazione che, in linea con il "Green New Deal" europeo, interviene parallelamente sul clima e sull'inquinamento atmosferico, mirando a promuovere il più possibile sinergie tra i due settori.

Il decreto, inoltre, al fine di monitorare e adeguare ai risultati le azioni del Programma strategico nazionale, istituisce presso il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare il tavolo permanente interministeriale sull'emergenza climatica, composto da un rappresentante del Ministero medesimo e di

ciascuno dei Ministeri delle Politiche Agricole Alimentari e Forestali, della Salute, dello Sviluppo Economico e delle Infrastrutture e dei Trasporti.

Il decreto individua azioni nei settori della mobilità sostenibile e la riforestazione, istituendo anche appositi fondi per assicurare le risorse necessarie all'attuazione. In particolare, le misure individuate includono:

- incentivazione della mobilità sostenibile nelle Aree metropolitane, istituendo un apposito Fondo denominato "Programma Sperimentale Buono Mobilità", con una dotazione, rispettivamente, di 5 mln€ per il 2019, di 70 mln€ per il 2020, di 70 mln€ per il 2021, di 55 mln€ per il 2022, di 45 mln€ per il 2023 e di 10 mln€ per il 2024;
- istituzione di un "Buono Mobilità" destinato ai residenti nei Comuni interessati dalle procedure d'infrazione comunitaria n. 2147/2014 del 10 luglio 2014 e n. 2043/2015 del 28 maggio 2015 per la non ottemperanza dell'Italia agli obblighi previsti dalla Direttiva 2008/50/CE, che rottamano, entro il 31 dicembre 2021, autovetture omologate fino alla Classe Euro 3 o motocicli omologati fino alla Classe Euro 2 ed Euro 3 a 2 tempi;
- istituzione, nel limite di spesa di cui sopra e fino a esaurimento risorse, di un "Buono Mobilità" pari a 1.500 euro per ogni autovettura e pari a 500 euro per ogni motociclo rottamati, da utilizzare, entro i successivi 3 anni, per l'acquisto di abbonamenti al trasporto pubblico locale e regionale o di biciclette anche a pedalata assistita;
- finanziamento di progetti per la creazione, il prolungamento, l'ammodernamento e la messa a norma di corsie preferenziali per il "Trasporto pubblico locale", prevedendo l'autorizzazione di una spesa di 20 mln€ per ciascuno degli anni 2020 e 2021;
- introduzione di disposizioni per la promozione del "Trasporto scolastico sostenibile", con lo stanziamento di 10 mln€ per ciascuno degli anni 2020 e 2021 per il finanziamento degli investimenti necessari all'attuazione di Progetti sperimentali per la realizzazione o l'implementazione del servizio di "Trasporto scolastico" per i bambini della Scuola dell'infanzia statale e comunale e per gli alunni delle Scuole statali del primo ciclo di istruzione con mezzi di trasporto ibridi o elettrici, selezionati dal Ministero dell'Ambiente in base alla portata del numero di studenti coinvolti e alla stima di riduzione dell'inquinamento atmosferico;
- azioni per la riforestazione finanziando con 15 mln€ per ciascuno degli anni 2020 e 2021 un Programma sperimentale di messa a dimora di alberi, di reimpianto e silvicoltura e per la creazione di foreste urbane e periurbane nelle Città Metropolitane;
- istituzione delle Zone Economiche Ambientali (ZEA) all'interno dei territori ricadenti nei parchi nazionali. In tali zone possono essere concesse, nel rispetto della normativa europea in materia di aiuti di Stato, forme di sostegno alle nuove imprese e a quelle già esistenti che avviano un programma di attività economiche o di investimenti mirati in particolare alla riduzione dei gas a effetto serra, alla promozione delle energie rinnovabili e dell'efficienza energetica; la Legge di Bilancio 2020 (Legge 27 dicembre 2019, n.160), istituisce nello stato di previsione del Ministero dell'Economia e delle Finanze, un fondo con una dotazione di

  - 470 mln€ per l'anno 2020;
  - 930 mln€ per l'anno 2021;
  - 1.420 mln€ per ciascuno degli anni 2022 e 2023,

  di cui una quota non inferiore a 150 mln€ per ciascuno degli anni 2020, 2021 e 2022 destinata ad interventi di riduzione di gas a effetto serra, sviluppo delle energie rinnovabili, efficienza energetica, contrasto alla deforestazione, cattura geologica della CO_2, mobilità sostenibile. A valere su tale fondo fino a 20 mln€ per gli anni 2020, 2021 e 2022 sono destinati alle iniziative da avviare

nelle Zone Economiche Ambientali (ZEA). Alla costituzione del fondo concorrono i proventi delle aste delle quote di emissione di CO_2;

- istituzione del Programma "Italia Verde" al fine di favorire iniziative di gestione sostenibile delle città italiane e di diffondere le buone prassi. A tale scopo, le città capoluogo di provincia possono presentare al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare un dossier di candidatura che raccoglie progetti cantierabili volti a incrementare la sostenibilità delle attività urbane, migliorare la qualità dell'aria e della salute pubblica, promuovere la mobilità sostenibile e l'economia circolare. I progetti contenuti nel dossier di candidatura della città proclamata "Capitale verde d'Italia" sono finanziati dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare nell'anno del conferimento del titolo, nel limite di 3 mln€. Il titolo di "Capitale verde d'Italia" nell'anno del conferimento rappresenta requisito premiale in tutti gli avvisi e bandi per il finanziamento di misure di sostenibilità ambientale avviati dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare;
- previsione, entro un anno e mezzo, della trasformazione dell'attuale CIPE in CIPESS (Comitato Interministeriale per lo Sviluppo Sostenibile), al fine di procedere, in linea con Green New Deal, a una profonda revisione funzionale dell'importante struttura di programmazione economica dello Stato, nonché una ridefinizione a monte dei criteri di sostenibilità delle scelte economiche, della selezione delle opere pubbliche e delle infrastrutture.

ii. Ove pertinente, cooperazione regionale in questo settore

Con i Paesi con cui l'Italia ha avviato il processo di cooperazione regionale, il confronto si baserà prevalentemente sullo scambio di best practice in merito alle politiche adottate o previste.

iii. Ferma restando l'applicabilità delle norme sugli aiuti di Stato, misure di finanziamento, tra cui il sostegno dell'Unione e l'uso dei fondi dell'Unione, in questo settore a livello nazionale, ove applicabile

3.1.2 Energia rinnovabile

i. Politiche e misure per realizzare il contributo nazionale al conseguimento dell'obiettivo vincolante a livello dell'UE per il 2030 in materia di energia rinnovabile e traiettorie, di cui all'articolo 4, lettera a), punto 2), ove applicabili o disponibili, gli elementi di cui al punto 2.1.2 del presente allegato, comprese misure specifiche per settore e per tecnologia[11]

Si riporta di seguito l'elenco delle principali misure atte a realizzare gli obiettivi in tema di energia rinnovabile, suddivise tra i settori elettrico, termico e trasporti.

Settore elettrico

Le misure per il settore elettrico saranno finalizzate a sostenere la realizzazione di nuovi impianti e la salvaguardia e il potenziamento del parco di impianti esistenti. Le misure di natura economica, regolamentare, programmatoria, informativa e amministrativa sono calibrate sulla base della tipologia di intervento (nuova costruzione o ricostruzione), delle dimensioni degli impianti e dello stato di sviluppo delle tecnologie.

Al momento, sono considerate innovative, nel contesto nazionale, l'eolico off shore, il solare termodinamico, la geotermia a ridotto impatto ambientale e l'oceanica; sono considerate tecnologie più mature eolico on shore, solare fotovoltaico, idroelettrico, gas residuati dei processi di depurazione. Tra le tecnologie più mature rientrano biomasse e biogas, che tuttavia ancora risentono di elevati costi di produzione, prevalentemente imputabili ai costi della materia prima. Peraltro, per le biomasse valgono le considerazioni svolte nel capitolo 2 sugli obiettivi.

Impianti per l'autoconsumo singolo e collettivo: misure regolatorie ed economiche

La disciplina con cui si provvede alla raccolta degli oneri generali di sistema dalle tariffe dell'energia elettrica, introdotta nel 2018 nell'ambito del piano di adeguamento di cui alla disciplina comunitaria in materia di aiuti di Stato a favore dell'energia e dell'ambiente, costituisce, di per sè, una regolamentazione generale che favorisce l'autoconsumo istantaneo; la struttura della tariffa di raccolta prevede, infatti, l'applicazione delle parti variabili (€/MWh) sull'energia prelevata dalle reti pubbliche. Per l'autoconsumo collettivo, specialmente nei casi in cui si prediliga l'utilizzo delle reti pubbliche esistenti, è in corso un esame finalizzato a verificare la possibilità d'introdurre forme di sostegno diretto, e comunque avendo riguardo ai benefici connessi alla generazione distribuita in termini, ad esempio, di minore uso della rete. In ogni caso, saranno monitorati i costi diretti e indiretti legati alla promozione delle nuove configurazioni di autoconsumo, ivi incluso quello collettivo e da comunità di energia rinnovabile, tenendo sotto controllo l'equilibrio del sistema, con lo scopo di contemperare la promozione dell'autoconsumo con l'equa partecipazione dei clienti elettrici alla copertura degli stessi oneri, che peraltro dovrebbero avere un andamento tendenzialmente decrescente, in particolare a partire da metà del prossimo decennio.

Si opererà, inoltre, per l'evoluzione del meccanismo dello scambio sul posto (che consente di utilizzare la rete come accumulo), a favore di un premio riconosciuto agli impianti sulla base della quota di energia autoconsumata, anche incrementata dall'installazione di sistemi di accumulo ed, eventualmente, che forniscano servizi per la sicurezza del sistema elettrico sulla rete di media e bassa tensione.

[11] *Nel programmare tali misure, gli Stati membri tengono conto della fine del ciclo di vita degli impianti esistenti e del potenziale di ripotenziamento*

In tutti i casi, la promozione dell'autoconsumo singolo sarà destinata prevalentemente agli impianti distribuiti per i quali, peraltro, la semplicità e l'automatismo dei meccanismi di sostegno appare preferibile rispetto ad altri strumenti, la cui gestione è più complessa e costosa.

Ulteriori strumenti di sostegno all'autoconsumo, sia singolo che collettivo, saranno:

- potenziamento degli obblighi di quota minima di fonti rinnovabili negli edifici nuovi o sottoposti a ristrutturazioni rilevanti, in linea con gli obiettivi di edifici a emissioni quasi zero;
- progressiva e graduale estensione dell'obbligo di quota minima di fonti rinnovabili (che, come detto, attualmente è previsto solo per gli edifici nuovi o sottoposti a ristrutturazioni rilevanti) agli edifici esistenti, a partire da alcune categorie come i capannoni adibiti ad attività produttive e gli edifici del terziario. In alternativa alla realizzazione dell'impianto saranno valutate modalità di cessione a terzi del diritto di superficie sul tetto, con l'impianto rinnovabile preferenzialmente a servizio dell'edificio.

Tali ultimi due punti sono peraltro connessi con analoghe misure riferite alle rinnovabili termiche, richiamate nello specifico paragrafo.

In via preliminare si ritiene che la promozione dell'autoconsumo mediante le suddette misure possa determinare un incremento nei consumi di energia rinnovabile pari almeno a 1 TWh ogni anno.

Altre misure per i piccoli impianti

Oltre alla promozione dell'autoconsumo nei termini sopra esposti, che di per sé costituisce un importante impulso alla realizzazione di piccoli impianti, si introdurranno ulteriori misure, funzionali sia a facilitare l'autoconsumo ove possibile, sia a favorire la realizzazione di piccoli impianti che immettono la produzione nella rete elettrica in quanto l'autoconsumo non è tecnicamente ed economicamente percorribile, sia infine ad agevolare il contestuale raggiungimento di altri obiettivi ritenuti rilevanti. In particolare si intende:

- introdurre procedure semplificate omogenee per la costruzione, la messa in esercizio e la gestione degli impianti, anche estendendo la portata del modello unico, attualmente operativo per taluni impianti fotovoltaici di potenza fino a 20 kW: si tratta di un meccanismo che consente, con un'unica procedura, di affrontare gli aspetti autorizzativi, di collegamento alla rete e di accesso ai meccanismi di sostegno. Queste procedure, rivolte sia ai nuovi impianti FER che alla ricostruzione degli esistenti, potranno essere estese anche ai sistemi di accumulo di ridotte dimensioni, nonché agli impianti allacciati su POD già esistente di potenza impegnata maggiore alla potenza dell'impianto;
- in linea con quanto emerso dalla consultazione pubblica, si conta di ampliare l'utilizzo della PAS (Procedura Abilitativa Semplificata), oggi utilizzabile per singoli impianti di potenza compresa tra qualche decina e alcune centinaia di kW;
- promuovere l'installazione di impianti fotovoltaici su strutture agricole esistenti che non rientrano nella definizione di edificio, anche mediante l'introduzione del concetto di fabbricato rurale per l'accesso alle misure di supporto;
- consentire l'aggregazione di piccoli impianti ai fini della partecipazione alle procedure di accesso agli incentivi sull'energia immessa in rete (si veda paragrafo sui contratti per differenza);
- stabilire tariffe incentivanti specifiche, per i casi nei quali l'autoconsumo non sia percorribile, e sempreché sussista un potenziale accessibile di qualche significato e prospettive di contenimento dei costi e degli incentivi stessi; di interesse risulta la produzione combinata di elettricità e calore da scarti e residui del settore agroindustriale, in particolare tramite impianti facenti parte del ciclo produttivo delle imprese, che consentano quindi, secondo i principi dell'economia di circolare, di valorizzare gli scarti

stessi e di ottimizzare i cicli produttivi, con quote minoritarie di materie prime da secondo raccolto (nel caso degli impianti a biogas, peraltro, si possono ottenere anche vantaggi in termini di utilizzazione del digestato, di rilievo nelle aree vulnerabili ai nitrati);
- introdurre premi per la realizzazione di impianti fotovoltaici i cui moduli sono installati in sostituzione di coperture contenenti amianto.

Il primo strumento operativo per l'incentivazione (anche) dei piccoli impianti è costituito dal Decreto 4 luglio 2019, che esplicherà i suoi effetti nel primo periodo del decennio 2012-30, in particolare ai fini del rispetto del primo target intermedio della traiettoria degli obiettivi sulle rinnovabili. Un sommario di tale decreto è riportato nel paragrafo sui grandi impianti.

Comunità di energia rinnovabile

Allo scopo di evitare inefficienze nello sviluppo della stessa rete, le comunità di energia rinnovabile saranno promosse prioritariamente valorizzando la rete elettrica esistente e costituiranno strumento, da un lato (anche) per sostenere le economie dei piccoli Comuni, sovente ricchi di risorse rinnovabili, dall'altro per fornire opportunità di produzione e consumo locale di energia rinnovabile anche in quei contesti nei quali l'autoconsumo è tecnicamente difficile. Sotto questo profilo, le comunità di energia rinnovabile potranno svolgere un'importante funzione anche in termini di consenso locale per l'autorizzazione e la realizzazione degli impianti e delle infrastrutture.

Inoltre, date talune finalità delle comunità, come indicate dalla Direttiva rinnovabili, si esploreranno modalità con le quali le stesse comunità possano essere strumento aggiuntivo per dare sostegno a famiglie in condizioni di povertà energetica, soprattutto laddove interventi diretti (ad esempio con impianti di autoconsumo) non siano tecnicamente possibili.

La promozione economica delle comunità di energia verrà assicurata attraverso meccanismi di sostegno diretto sulla produzione, anche da più impianti (in analogia ai meccanismi generali per il sostegno alla produzione) e sull'energia consumata localmente, tenendo conto anche dei benefici che, in questo ultimo caso, si ottengono in termini di utilizzo della rete, e comunque avendo riguardo ai diritti e agli obblighi dei membri della comunità quali clienti. Nell'ambito dei meccanismi di sostegno, queste configurazioni potranno avere accesso privilegiato a tali meccanismi.

Sotto altri profili, la promozione delle comunità di energia rinnovabile sarà perseguita attraverso strumenti informativi sulle risorse disponibili localmente (anche avvalendosi del percorso per l'individuazione delle aree idonee di cui si dice nel seguito) e sulle opportunità offerte dagli strumenti di sostegno. Si valuterà inoltre lo sviluppo di strumenti standard per la costituzione e la gestione delle comunità e per la valorizzazione della produzione energetica. Considerato che in Italia sono già state avviate prime esperienze locali, su iniziativa di alcune Regioni e Comuni, nell'ambito dell'Osservatorio PNIEC, si effettuerà una ricognizione di queste esperienze per verificare la possibilità di elaborare azioni di facilitazione e sostegno anche sulla base del monitoraggio e della ricognizione delle citate esperienze. Nei contesti locali in cui sarà possibile e conveniente si promuoverà anche la valorizzazione, a cura delle comunità dell'energia termica da rinnovabili.

Nell'ambito del recepimento della Direttiva rinnovabili e in coordinamento con il recepimento della Direttiva mercato elettrico, particolare attenzione sarà posta sulle interrelazioni tra le comunità di energia rinnovabile e le comunità energetiche dei cittadini, che sembra offrire a tale ultima organizzazione la possibilità, oltre che di produrre, stoccare e consumare energia anche da fonti rinnovabili, opportunità di fornire ulteriori servizi come i servizi di efficienza energetica, i servizi di ricarica per veicoli elettrici e la fornitura di altri servizi energetici.

Quest'ultimo aspetto sarà esaminato anche per valutare la possibilità di promuovere forme di aggregazione e cooperazione per la produzione e il consumo di energia rinnovabile, nonché per la fornitura di servizi energetici, anche in ambito di distretti produttivi.

Grandi impianti (tipicamente potenza sopra 1 MW): misure regolatorie ed economiche

- **Contratti per differenza da stipulare a seguito di gare competitive**

Si continuerà a fare ricorso ai già sperimentati meccanismi di gara competitiva, adottando un approccio di neutralità tra gruppi di tecnologie con strutture e livelli di costi affini, eventualmente con meccanismi di salvaguardia laddove tecnologie comunque ritenute necessarie per raggiungere gli obiettivi fossero sistematicamente soccombenti, fermo restando che uno degli scopi di questo meccanismo è l'accompagnamento alla market parity. Le gare saranno finalizzate alla stipula di contratti per differenza basati sul valore complessivo della tariffa riconosciuta a seguito dello svolgimento della procedura, secondo il criterio "a due vie" (ovvero riconoscimento della differenza tra tariffa e prezzo di mercato dell'elettricità laddove la differenza sia positiva; restituzione da parte del produttore qualora la stessa differenza sia negativa). Tale meccanismo appare adatto al perseguimento degli obiettivi in quanto consente di programmare la realizzazione di prefissate potenze, fornendo certezza agli operatori e, al contempo, potenziali vantaggi anche per i consumatori, laddove il prezzo di mercato dell'elettricità salisse al di sopra delle tariffe riconosciute, circostanza non inverosimile ove si consideri che le procedure svolte per l'eolico nel 2016 sono state aggiudicate a 66 €/MWh e valori più bassi sono stati riscontrati in altri Paesi europei.

Questo meccanismo sarà lo strumento principale per favorire la realizzazione di impianti di nuova costruzione, ma potrebbe essere considerato anche per sostenere le integrali ricostruzioni e i potenziamenti di impianti esistenti, nel caso in cui i contratti di lungo termine e le semplificazioni amministrative si rivelassero insufficienti.

Dando seguito ai predetti intendimenti nel corso del 2019 è stato pubblicato il D.M. 4/7/2019 (FER-1), che prevede l'incentivazione di quasi 8 GW (di cui 7,4 GW nuovi) di impianti alimentati da fonti rinnovabili con elevato grado di maturità tecnologica. I contingenti sono assegnati mediante procedure competitive (aste e registri, in funzione della taglia) in sette sessioni fino al 2021, ed è prevedibile che gli impianti realizzati contribuiranno in modo sostanziale al rispetto del primo step della traiettoria degli obiettivi sulle rinnovabili. È prevista la competizione tra gruppi di tecnologie con struttura di costi affine: dunque, i nuovi impianti eolici e fotovoltaici (a cui sono destinati i maggiori contingenti), costituiscono un gruppo unico, nel quale le due tipologie di impianto concorrono sulla base di criteri solo economici (se di potenza uguale o superiore a 1 MW), ovvero di criteri ambientali ed economici se di taglia inferiore a 1 MW. Analogamente accade per l'altro gruppo, nel quale concorrono, alla stessa stregua, impianti idroelettrici insieme a impianti a gas di depurazione, sia pure con meccanismi di salvaguardia tecnologica. In particolare per gli impianti a registro (inferiori a 1 MW) sono privilegiate soluzioni a elevato valore ambientale, quali uno specifico contingente per fotovoltaico su coperture con sostituzione di amianto o l'installazione in aree di scarso pregio ambientale, quali ad esempio discariche chiuse e ripristinate. Sono inoltre favorite installazioni accoppiate a colonnine di ricarica, intendendo così dare un ulteriore impulso alla mobilità elettrica e alle tecnologie di ricarica smart e vehicle to grid. Laddove l'energia autoconsumata superi il 40% della produzione è previsto uno specifico premio, che può costituire anche un impulso alla diffusione di sistemi di accumulo. Inoltre, si favorisce l'aggregazione di impianti mediante uno specifico criterio di priorità. Infine, si potrà optare per tariffe onnicomprensive fino a 250 kW.

Per gli impianti di potenza uguale o superiore a 1 MW il criterio è solo economico, come detto in precedenza: le tariffe che saranno riconosciute a seguito della procedura di asta saranno per

differenza, seguendo l'approccio "a due vie" precedentemente illustrato. Questo Decreto, dunque, costituisce una prima concreta applicazione dei criteri in precedenza descritti. La prima procedura di asta e registro ha visto una partecipazione adeguatamente ampia, e ciò fa ritenere che lo strumento, opportunamente seguito e - se del caso, sulla base dell'esperienza che si maturerà - migliorato e semplificato, congiuntamente alla semplificazione delle procedure autorizzative (necessari anche per avere sufficiente liquidità e competizione nelle procedure) possa essere strumento fondamentale per assicurare il contributo delle rinnovabili elettriche agli obiettivi.

- **Contratti di lungo termine (PPA)**

L'Italia intende promuovere ampiamente il ricorso a questo strumento, da affiancare ai contratti per differenza, con una regolamentazione che favorisca la stipula da parte di investitori di contratti Power Purchase Agreement (PPA) con soggetti interessati ad acquistare l'energia che l'impianto produrrà su un intervallo temporale sufficientemente lungo per garantire l'ammortamento dell'investimento necessario per la realizzazione di un nuovo impianto di produzione, ovvero per ricostruire o potenziare un impianto esistente. Il D.M. 4 luglio 2019 ha previsto che, entro 180 giorni dalla sua entrata in vigore, sia stabilita la disciplina per la realizzazione di una piattaforma di mercato per la negoziazione di lungo termine. A questo scopo, è stato già avviato uno studio che ha lo scopo di approfondire quale sia il contesto legale, regolatorio e tecnico per un diffuso utilizzo dei PPA. La necessità dello studio muove dal fatto che le fonti rinnovabili con maggiore potenziale residuo (solare ed eolico) sono ora utilizzabili a costi adeguatamente bassi.

Tuttavia, per tali fonti il costo di produzione dell'energia è imputabile in modo preponderante all'investimento iniziale e non ai costi di esercizio, come per gli impianti tradizionali, su cui è ancora basato l'attuale assetto del mercato elettrico. In esito dello studio si intende pervenire a una nomenclatura di riferimento, alla definizione delle possibili tipologie di PPA e dei relativi elementi minimi per la stipula dei contratti, con esame delle esigenze delle diverse parti in causa (grandi consumatori, trader, aggregatori, produttori, finanziatori), nonché alla individuazione di eventuali barriere da rimuovere, di natura normativa o regolatoria. Scopo ultimo è favorire la diffusione di tali schemi contrattuali senza che ne derivino oneri a carico dello Stato e dei consumatori.

In una prima fase, sarà valutata la possibilità che lo Stato fornisca una "spinta iniziale", tramite progetti pilota nell'ambito del Piano d'azione nazionale sugli acquisti verdi della Pubblica Amministrazione e delle procedure di acquisto per forniture di energia tramite le gare svolte dalla Consip, società pubblica la cui missione è di rendere più efficiente e trasparente l'utilizzo delle risorse pubbliche, fornendo alle amministrazioni strumenti e competenze per gestire i propri acquisti e stimolare le imprese al confronto competitivo con il sistema pubblico.

Nello stesso tempo, si conta di favorire il dialogo tra le parti, dapprima mediante la qualificazione dei progetti degli impianti di produzione favorendo l'aggregazione della domanda potenziale, in particolare delle piccole e medie imprese, poi, promuovendo la partecipazione di soggetti aggregatori della domanda potenziale, in particolare delle piccole e medie imprese e consorzi/gruppi di acquisto che rappresentino clienti finali, come anche emerso nel processo di consultazione del PNIEC; si intende altresì promuovere l'aggregazione dell'offerta di produttori di energia anche con tecnologie diverse.

Come detto, un contributo allo sviluppo dei PPA deriverà dal D.M. 4 luglio 2019: questo decreto prevede, infatti, che il Gestore dei Mercati Energetici (GME) predisponga una disciplina per la realizzazione di una piattaforma di mercato per la negoziazione di lungo termine di energia da fonti rinnovabili, per promuovere la contrattazione delle produzioni da impianti a fonti rinnovabili di nuova costruzione, integralmente ricostruiti o riattivati, oggetto di un intervento di potenziamento o di rifacimento, entrati in esercizio successivamente al 1 gennaio 2017 e che non beneficiano di incentivi sull'energia prodotta. Sono previste forme di sostegno non economico, come la qualifica degli impianti (a cura del GSE), la rimozione (a cura di ARERA) di eventuali barriere regolatorie,

nonché un aggiornamento della disciplina sulla garanzia di origine, per consentirne l'annullamento anche direttamente da parte degli utilizzatori finali.

In via preliminare dalla stipula di PPA ci si attende un contributo di energia rinnovabile pari almeno a 0,5 TWh addizionali in ogni anno.

Misure comuni per i grandi e piccoli impianti

L'entità degli obiettivi sulle rinnovabili, unitamente al fatto che gli incrementi di produzione elettrica siano attesi sostanzialmente da eolico e fotovoltaico, comporta l'esigenza di significative superfici da adibire a tali impianti. Da ciò consegue l'esigenza di un forte coinvolgimento dei territori, sfruttando, ad esempio, il dibattito pubblico, peraltro già introdotto per grandi investimenti, anche energetici. Questo strumento, unitamente alle comunità di energia rinnovabile, consentirà una maggiore consapevolezza delle comunità locali coinvolte, da conseguire informando e coinvolgendo cittadini e autorità locali con adeguato anticipo rispetto alle scelte territoriali definitive. Oltre all'informazione, potranno concorrere all'accettazione meccanismi di crowdfunding, oltre che le misure di compensazione ambientale. In ogni caso, i meccanismi di sostegno dovranno orientare le scelte localizzative, privilegiando installazioni a ridotto impatto ambientale quali quelle su edifici e su aree non idonee ad altri usi.

Come anche emerso dal processo di consultazione del PNIEC, si ritiene necessario assicurare l'uniformità e la certezza dei tempi dell'iter autorizzativo, unitamente a una necessaria semplificazione dello stesso, e promuovere un maggior coordinamento Stato - Regioni, anche attraverso l'adozione di un format standardizzato per il rilascio delle autorizzazioni a livello nazionale, equiparando i tempi, modalità e procedure.

In particolare per i grandi impianti da fonte eolica, si stimoleranno gli operatori affinché procedano ad attente valutazioni preliminari con le comunità ed economie locali, dando inoltre adeguata priorità a potenziamento e rinnovamento degli impianti obsoleti.

Tali esigenze suggeriscono, inoltre, le misure di seguito descritte.

- **Condivisione degli obiettivi con le Regioni e individuazione delle aree adatte alla realizzazione degli impianti**

Il raggiungimento degli obiettivi sulle rinnovabili, in particolare nel settore elettrico, è affidato prevalentemente a eolico e fotovoltaico, per la cui realizzazione occorrono aree e superfici in misura adeguata agli obiettivi stessi. Fermo restando che per il fotovoltaico si valorizzeranno superfici dell'edificato, aree compromesse e non utilizzabili per altri scopi, la condivisione degli obiettivi nazionali con le Regioni sarà perseguita definendo un quadro regolatorio nazionale che, in coerenza con le esigenze di tutela delle aree agricole e forestali, del patrimonio culturale e del paesaggio, della qualità dell'aria e dei corpi idrici, stabilisca criteri (condivisi con le Regioni) sulla cui base le Regioni stesse procedano alla definizione delle superfici e delle aree idonee e non idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili.

In questo ambito, si considereranno adeguatamente le dislocazioni territoriali degli impianti esistenti, le disponibilità delle risorse primarie rinnovabili, la dislocazione della domanda, i vincoli di rete e il potenziale di sviluppo della rete stessa.

Occorre tenere conto del potenziale di disponibilità delle risorse primarie rinnovabili, della dislocazione della domanda, dei vincoli di rete e del potenziale di sviluppo della rete stessa e di eventuali fonti di back-up. Strumentalmente a questi obiettivi, si realizzerà un censimento informatizzato e interattivo delle superfici delle coperture del "già costruito" e delle altre aree a vocazione energetica in quanto non destinabili ad altri usi (fermi i criteri di individuazione di cui si è

detto), che consenta di valutare le producibilità associate all'uso delle stesse superfici. L'individuazione di queste aree sarà finalizzato anche allo sviluppo coordinato di impianti, rete elettrica e sistemi di accumulo, con procedure autorizzative rese più semplici e veloci (e coordinate con i meccanismi di sostegno), proprio grazie alla preventiva condivisione dell'idoneità di superfici e aree.

- **Strumenti ad hoc per nuovi impianti basati su tecnologie innovative**

Per le tecnologie ancora lontane dalla competitività economica nel contesto italiano ovvero con significativo potenziale di innovazione, saranno attivate procedure calibrate sulle relative specificità. L'utilizzo di strumenti tariffari sarà valutato considerando lo stato di sviluppo, la capacità di riduzione dei costi, il potenziale sfruttabile, il possibile contributo al raggiungimento del target, la compatibilità con il contenimento dei costi in bolletta, il miglioramento delle prestazioni ambientali e la concomitanza di altri obiettivi. In alternativa, e sempreché il potenziale sfruttabile sia interessante, saranno valutati strumenti quali il contributo all'investimento, anche ricorrendo a specifici fondi europei, compresi quelli per la ricerca e l'innovazione. In tale ambito è già in fase di definizione un provvedimento di supporto (denominato FER-2) a tali tecnologie. Questo provvedimento completerà l'intervento delle misure di sostegno attivate già prima dell'attuazione della nuova Direttiva rinnovabili, e incentiverà con gli usuali meccanismi di aste (impianto di potenza >= 1 MW) e registri (impianti di potenza < 1 MW) fonti e tecnologie non considerate nel D.M. FER 1, tra le quali saranno collocate geotermia convenzionale ma con limiti di emissione notevolmente ridotti e a emissioni nulle mediante impianti pilota a reiniezione totale, biomasse e biogas; in valutazione la possibilità di incentivare altre fonti e tecnologie.

Inoltre, nell'ambito della dismissione delle piattaforme e delle infrastrutture connesse già utilizzate per la coltivazione da giacimenti di idrocarburi esauriti, in via di esaurimento o comunque non utilizzabili sarà promossa la realizzazione di progetti innovativi di riconversione energetica, tra i quali impianti di produzione di energia da fonti disponibili in mare (D.M. 15 febbraio 2019 - linee guida nazionali per la dismissione mineraria delle piattaforme per la coltivazione di idrocarburi in mare e delle infrastrutture connesse). Le energie disponibili in mare sembrano inoltre di potenziale interesse per diverse imprese, per le possibili sinergie con le attività principali, e quindi possono concorrere a una graduale riconversione delle stesse imprese verso attività compatibili con gli obiettivi della transizione energetica.

- **Isole minori come laboratorio per elevati livelli di penetrazione delle rinnovabili e per l'elettrificazione dei consumi**

L'Italia ha già avviato un processo per la progressiva copertura del fabbisogno delle isole minori non interconnesse con energia da fonti rinnovabili. In questo ambito, con il D.M. 14/07/2017 si sono definiti obiettivi di copertura dei consumi con fonti rinnovabili disponibili localmente per ciascuna isola, definendo specifici incentivi la cui entità è stata definita dalla Delibera 6/11/2018 n.558 dell'ARERA ed è commisurata al costo del combustibile evitato. Inoltre, su tali isole, si intende promuovere:

- l'ammodernamento delle reti elettriche, in modo da consentire una elevata penetrazione di rinnovabili;
- la realizzazione di progetti pilota, finalizzati a una elevata utilizzazione di fonti rinnovabili mediante ricorso a sistemi di accumulo, sviluppo di trasporto elettrico, integrazione del sistema elettrico con il sistema idrico isolano e con la domanda modulabile presente sull'isola. Il bando per i progetti pilota è in via di finalizzazione, e potrà consentire di sperimentare soluzioni tecnologiche innovative possibilmente mutuabili nel sistema energetico nazionale.

- **Potenziamento Garanzie di Origine**

Si intende potenziare lo strumento delle Garanzie di Origine, promuovendone una maggior valorizzazione anche per i PPA, e valutando il riconoscimento delle stesse su tutta l'energia prodotta.

Misure specifiche per la salvaguardia e il potenziamento degli impianti esistenti

Il raggiungimento degli obiettivi in materia di rinnovabili presuppone la realizzazione di nuovi impianti ma anche il mantenimento e, se possibile, l'incremento della produzione rinnovabile di impianti esistenti, per i quali l'orientamento è fornire sostegno prevalentemente tramite misure di semplificazione e chiarimento del quadro normativo, con un ricorso agli strumenti di sostegno solo laddove tali misure non si rivelassero sufficienti. Parimenti, si introdurranno meccanismi di salvaguardia della produzione di impianto oggetto di fallimento o di sequestro da parte delle autorità giudiziarie.

In particolare si intende agire come qui di seguito illustrato.

- **Revamping, repowering e riconversioni**

Fatto salvo quanto detto al paragrafo successivo a proposito delle concessioni idroelettriche, le misure specifiche di natura non economica per revamping e repowering di impianti esistenti includono:

- procedure autorizzative semplificate, fissando criteri che permettano di realizzare interventi con estensione della PAS ed esclusione o semplificazione della VIA/screening ambientale; in particolare per le valutazioni di tipo ambientale, si intende favorire un approccio che valuti sostanzialmente le variazioni dell'impatto rispetto alla situazione ante intervento di revamping o repowering;
- la fissazione di condizioni e limiti di base nel cui rispetto sia possibile realizzare interventi più semplici (ad esempio: sostituzione componenti di impianti, che non alterano il layout e il suolo impegnato) con mera comunicazione; si intende inoltre fare maggiore chiarezza nella definizione di variante sostanziale e non sostanziale dei progetti di nuovi impianti e di intervento su impianti esistenti;
- una migliore informazione in merito alle prestazioni degli impianti veicolata dal GSE sulla base del patrimonio di dati acquisito nell'ambito della gestione dei meccanismi di incentivazione. Tale azione consentirà tra l'altro di:
    - favorire la diffusione di tecnologie innovative per il monitoraggio smart delle performance;
    - individuare, nell'ambito di categorie omogenee di impianti, possibili interventi di miglioramento delle prestazioni e di allungamento della vita utile;
    - promuovere lo sviluppo di una filiera associata al ripristino delle performance produttive e alla manutenzione straordinaria degli impianti oggetto di decadimento;
    - sensibilizzare gli operatori su azioni che consentano l'ottimizzazione delle prestazioni degli impianti;
- promuovere la riconversione di alcune tipologie impiantistiche che al termine del periodo di incentivazione dovessero risultare non competitive sul mercato, in favore di impianti più funzionali alle esigenze di sistema nel percorso di transizione energetica. Tra queste, ad esempio, la riconversione a biometano degli impianti a biogas, già prevista dalla normativa vigente, per la quale si valuterà la diversificazione dell'impiego di sottoprodotti agro-industriali rispetto all'attuale normativa, in conformità a quanto previsto dalla Direttiva RED

2. Questa opzione, percorribile per gli impianti di taglia significativa, appare più complessa per gli impianti di minore dimensione, per i quali, soprattutto nel settore agricolo, si promuoveranno forme di sostegno efficienti e compatibili con le regole comunitarie sugli aiuti di stato, allo scopo di salvaguardare la produzione. Gli impianti a biogas in questione devono essere funzionali anche all'utilizzazione efficiente dei reflui zootecnici, in ottica di buon funzionamento dell'economia circolare. In tale ottica la Legge di Bilancio 2020 concede il diritto di fruire di un incentivo sull'energia elettrica prodotta agli impianti esistenti alimentati a biogas entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2007 realizzati da imprenditori agricoli singoli o associati che non godano di altri incentivi pubblici sulla produzione di energia elettrica, che deve essere conforme ai criteri di sostenibilità di cui alla Direttiva (UE) 2018/2001. Per usufruire dell'incentivo per tali impianti si prevede l'obbligo di utilizzo di almeno il 40% in peso di effluenti zootecnici e la riconversione della produzione giornaliera secondo un regime programmabile alle condizioni definite annualmente da Terna Spa a partire dal 30 giugno 2020. L'incentivo sarà stabilito tramite l'emissione di un decreto del Ministro dello Sviluppo Economico compatibilmente con la disciplina in materia di aiuti di Stato.

- **Concessioni idroelettriche**

La Legge 11 febbraio 2019, n.12 di conversione del Decreto Legge 14 dicembre 2018, n.135 attribuisce alle Regioni le competenze in materia di grandi concessioni esistenti. La Legge prevede tra l'altro che le Regioni, ove non ritengano sussistere un prevalente interesse pubblico a un diverso uso delle acque, incompatibile con il mantenimento dell'uso a fine idroelettrico, possono assegnare le concessioni di grandi derivazioni idroelettriche a operatori qualificati, sulla base di alcuni criteri, tra i quali a) la definizione dei miglioramenti minimi in termini energetici, di potenza di generazione e di producibilità da raggiungere nel complesso delle opere di derivazione, adduzione, regolazione e condotta dell'acqua e degli impianti di generazione, trasformazione e connessione elettrica con riferimento agli obiettivi strategici nazionali in materia di sicurezza energetica e fonti energetiche rinnovabili, compresa la possibilità di dotare le infrastrutture di accumulo idrico per favorire l'integrazione delle stesse energie rinnovabili nel mercato dell'energia; b) i livelli minimi in termini di miglioramento e risanamento ambientale del bacino idrografico di pertinenza, in coerenza con gli strumenti di pianificazione a scala di distretto idrografico in attuazione della Direttiva 2000/60/CE (Direttiva quadro acque), determinando obbligatoriamente una quota degli introiti derivanti dall'assegnazione, da destinare al finanziamento delle misure dei piani di gestione distrettuali o dei piani di tutela finalizzate alla tutela e al ripristino ambientale dei corpi idrici interessati dalla derivazione.

Nell'ambito della condivisione degli obiettivi nazionali con le Regioni, di cui si è detto in precedenza, si opererà un costante confronto con le Regioni stesse per promuovere una efficiente e adeguata applicazione di queste norme, in modo da assicurare che l'idroelettrico concorra adeguatamente agli obiettivi.

A livello nazionale, si garantirà la disponibilità degli strumenti di sostegno, ove occorrano, anche per promuovere la realizzazione di nuovi impianti su reti idriche minori, sfruttando ad esempio le cadute geodetiche degli acquedotti.

Inoltre, nell'ambito degli obiettivi di semplificazione delle autorizzazioni, si provvederà a definire mediante disciplina statale la qualificazione delle modifiche impiantistiche definite "sostanziali" e modifiche definite "non sostanziali" (ex art.5 del D.Lgs. 28/2011) e, con riferimento agli aspetti delle modifiche sostanziali degli impianti idroelettrici, l'univoca individuazione delle modifiche impiantistiche che comportano una revisione delle concessioni.

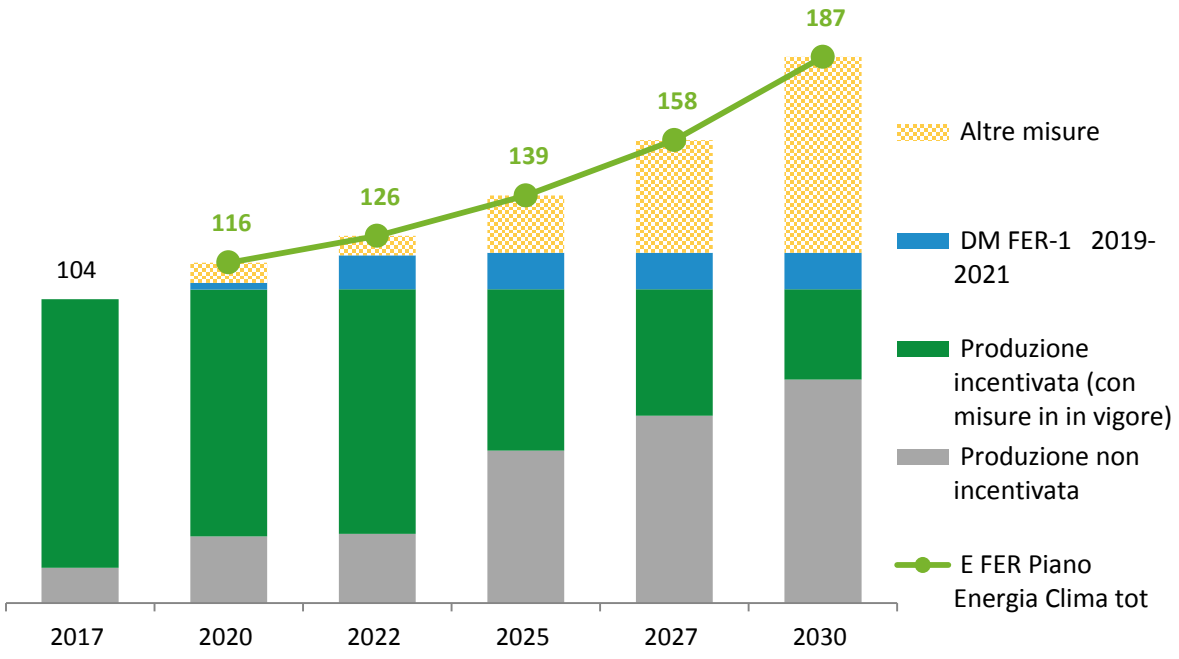
Resta fermo che l'Italia sostiene una maggior armonizzazione della disciplina delle concessioni idroelettriche a livello europeo.

Nell'ambito degli obiettivi di semplificazione delle autorizzazioni, si intende definire mediante disciplina tecnica statale la qualificazione delle modifiche impiantistiche definite "sostanziali" e di quelle definite "non sostanziali" (ex art. 5 del D.Lgs. 28/2011) e, con riferimento agli aspetti delle modifiche sostanziali degli impianti idroelettrici, la univoca individuazione delle modifiche impiantistiche che comportano una revisione delle concessioni. In tale ambito, la Legge 11 febbraio 2019, n.12 dispone la regionalizzazione della proprietà delle opere idroelettriche, alla scadenza delle concessioni o nei casi di decadenza e rinuncia alle stesse, prevedendo la successiva assegnazione delle concessioni di grandi derivazioni idroelettriche mediante procedure competitive.

Evoluzione attesa della generazione elettrica

Si rappresenta di seguito l'evoluzione attesa della generazione elettrica da fonti rinnovabili, evidenziando diversi contributi: in primo luogo la parte non incentivata, in aumento nei prossimi anni e che si intende preservare e ottimizzare con alcune delle misure precedentemente descritte, soprattutto di revamping/repowering; quindi la parte incentivata in base ai meccanismi attualmente in vigore e quella relativa alla misura di più prossima emanazione; infine la rimanente quota che dovrà essere attivata mediante le misure dedicate ai nuovi impianti.

Figura 24 - Evoluzione attesa dell'energia elettrica da fonte rinnovabile e principali contributi (TWh) [Fonte: GSE]



Settore trasporti

Ai fini del raggiungimento degli obiettivi in materia di penetrazione delle rinnovabili nel settore dei trasporti, sono state individuate le misure elencate di seguito.

- **Obbligo di miscelazione dei biocarburanti, fino al 2022**

Obbligo di immissione in consumo, basato su un sistema di quote che, tra l'altro, riconosce una premialità ai biocarburanti avanzati e ai biocarburanti da oli esausti e grassi animali.

In questo ambito risulta importante adottare misure omogenee a livello europeo, promuovendo la filiera basata su biometano, oli esausti e grassi animali di categoria 1 e 2, salvaguardando gli investimenti operati dalle industrie del biodiesel, stimolando ulteriormente la ricerca e la creazione di soluzioni innovative. Infine, si intende sostenere l'impiego di biocarburanti avanzati, semplificando le procedure amministrative, recependo la normativa end of waste e promuovendo la filiera del bioetanolo avanzato.

- **Riduzione delle emissioni GHG dei carburanti del 6% al 2020**

Nel 2020 i fornitori di carburanti dovranno rispettare un obiettivo di risparmio, in termini di emissioni GHG sul totale dei carburanti immessi in consumo in quell'anno, rispetto a un valore di riferimento.

- **Incentivi per assolvimento obbligo di immissione biocarburanti attraverso il biometano e altri biocarburanti avanzati: 2018-2022**

Incentivazione di biometano e biocarburanti avanzati ai fini dell'assolvimento dell'obbligo esistente di miscelazione dei carburanti di origine fossile con biocarburanti, attraverso un sistema di ritiro del biometano prodotto, con rilascio di certificati di immissione in consumo (CIC) per la durata di dieci anni. L'onere di incentivazione è in capo ai soggetti obbligati (compagnie petrolifere che immettono in consumo carburanti da fonte fossile) e non incide sulla bolletta elettrica e del gas. Si prevede che tale sistema di incentivazione arrivi a coprire con biometano la domanda prevista di metano nei trasporti stradali pari a circa 1,1 mld di m^3 l'anno.

- **Obbligo biocarburanti e altre rinnovabili in recepimento della RED II: 2022-2030**

Si prevede la predisposizione ed emanazione del Decreto Legislativo di recepimento della RED II e dei conseguenti decreti interministeriali di aggiornamento dei decreti vigenti di settore. Tra le principali finalità: aggiornare le quote obbligatorie di immissione in consumo fino al 2030 dei biocarburanti normali e avanzati; introdurre target differenziati per benzina, diesel e eventualmente metano; introdurre l'idrogeno da fonti rinnovabili ed eventualmente i combustibili da carbonio riciclato nell'elenco dei biocarburanti e carburanti utilizzabili ai fini dell'obbligo; prevedere il raccordo con il database europeo di monitoraggio della sostenibilità; aggiornare i moltiplicatori da utilizzare ai fini del calcolo del target; individuare le percentuali massime di utilizzo dei biocarburanti di prima generazione; facilitare l'impiego di biocarburanti avanzati puri. Gli obiettivi per i diversi ambiti sono i seguenti:

- biocarburanti di prima generazione: prevedere un contributo decrescente per questa categoria di carburanti fino ad arrivare intorno al 3%; si valuterà la possibilità di introdurre limiti inferiori per alcune tipologie di biocarburanti, con particolare riferimento a quelle che potrebbero generare un impatto del cambiamento indiretto di destinazione d'uso dei terreni. A partire dal 2023 tale sub target dovrà essere distinto tra benzina e gasolio, anche con contributi diversi, ed eventualmente metano;
- biocarburanti avanzati: si prevede di superare l'obiettivo specifico previsto dalla Direttiva, pari al 3,5% al 2030, fino al raggiungimento di un sotto obiettivo intorno all'8%; sono prodotti da materiali ligneocellolosici, da colture no food, da residui e rifiuti agricoli e forestali, nonché da rifiuti e residui industriali. Presentano un elevato GHG Saving fino al 100% e quasi zero impatto indirect land-use change (ILUC). A partire dal 2023 tale sub target dovrà essere distinto tra benzina e gasolio, anche con contributi diversi, ed eventualmente metano. A tal fine andrà promossa la filiera del bioetanolo avanzato;

- l'obiettivo dei biocarburanti avanzati sarà traguardato, orientativamente, per il 75% attraverso biometano avanzato (0,8 Mtep) e per il 25% attraverso gli altri biocarburanti avanzati (0,26 Mtep), fatte salve eventuali modifiche di ripartizione conseguenti alla effettiva disponibilità ed economicità dei diversi tipi di biocarburante avanzato. Per il biometano avanzato si conferma il target di almeno 1,1 mld di m^3 al 2030. Secondo diverse fonti (IEA, IRENA, DENA, ecc.), la disponibilità di biocarburanti avanzati passerà a livello comunitario dai circa 3 Mton attuali agli oltre 20 Mton nel 2030. Ciò sarà possibile soprattutto per la maggiore disponibilità di materie prime, quali rifiuti e residui industriali e agricoli, alghe e altre colture no food. In particolare, verrà migliorata l'efficienza produttiva agricola, riducendo i costi sull'intera filiera e recuperando e fertilizzando aree attualmente incolte: la riduzione dei costi di filiera è fondamentale per rendere maggiormente competitivi i biocarburanti avanzati. Inoltre, verranno potenziate le attività di ricerca e sviluppo nel settore delle alghe e in tutte le tecnologie di conversione della biomassa in biocarburanti avanzati. Infine, verrà favorita la realizzazione e l'esercizio degli impianti di produzione del biometano, promuovendo gli investimenti in questo campo;
- biocarburanti allegato IX parte B (oli vegetali esausti e grassi animali): la Direttiva impone un tetto massimo pari a 1,7% (inteso come limite fisico), lasciando agli Stati membri la possibilità di incrementare tale valore se ampiamente giustificato. Si propone un incremento fino a un massimo di 2,5%, con contributo finale pari al massimo a 5% (con il doppio conteggio); tale ambizione deve essere traguardata con gli oli vegetali esausti e deve prevedere priorità per UCO raccolto su territorio nazionale, rispettando il principio di economia circolare e in linea con i nuovi obiettivi del pacchetto rifiuti. Gli UCO presentano un grande potenziale nella produzione di biodiesel e di HVO (olio vegetale idrotrattato) destinati alla miscelazione con il diesel fossile. Al contrario lo smaltimento inappropriato degli UCO genera forti rischi di contaminazione delle falde ed emissioni aggiuntive di CO_2 derivanti dalla sua degradazione. Si stima che solo il 40% degli oli usati sono recuperati adeguatamente, per un totale che si aggira su circa 2,5 Mton in Europa; il restante 60% può potenzialmente essere oggetto di inquinamento. Saranno quindi adottate misure in grado di agevolare la raccolta degli UCO e la loro trasformazione in biocarburanti, utilizzando le flessibilità previste dalla Direttiva RED II. Si valuterà la possibilità di incrementare il tetto massimo introdotto dalla RED II dell'1,7% per i biocarburanti di cui all'allegato IX, parte B, tenendo in considerazione anche i grassi animali classificati di categoria 1 e 2 dal Regolamento (CE) 1069/2009, nel caso in cui la cui filiera di produzione, raccolta e trattamento sia interamente italiana;
- elettricità da FER nel settore stradale: prevedere un incremento progressivo, anno su anno, di nuove immatricolazioni di auto elettriche pure per raggiungere l'obiettivo cumulato di circa 4 milioni di auto elettriche pure o EV al 2030, che se sommate alle auto ibride plug in, consentirebbero di arrivare a un valore complessivo di circa 6 milioni di auto elettrificate al 2030. Le previsioni di sviluppo della mobilità elettrica sono legate all'atteso salto tecnologico delle batterie e saranno quindi costantemente monitorate negli aggiornamenti periodici;
- carburanti rinnovabili non biologici: prevedere per l'idrogeno un contributo realistico al 2030, intorno all'1% del target FER-Trasporti, attraverso l'uso diretto in auto e autobus oltre che nei treni a idrogeno (per alcune tratte non elettrificate) o attraverso l'immissione nella rete del metano, in quanto, entro determinate soglie di miscelazione (secondo alcuni studi 5-15%), è possibile sfruttare le infrastrutture esistenti senza particolari interventi. Una indicazione di uso differenziato potrebbe essere 0,8% di immissione in rete gas tal quale o ritrasformato in metano e 0,2% per uso diretto in auto, bus e treni. Si prevede la promozione - a partire da attività di ricerca, sviluppo e dimostrazione - della produzione e dell'utilizzo di idrogeno prodotto da elettricità rinnovabile che offre il duplice vantaggio di ridurre le emissioni da combustibili e da altri prodotti di raffinazione, consentendo allo

stesso tempo di immagazzinare l'elettricità rinnovabile in eccesso generata quando l'offerta supera la domanda. Questa tecnologia ha anche il potenziale per rafforzare la posizione di leadership dell'industria europea di raffinazione nell'impiego di future soluzioni a basse emissioni di carbonio come il power to liquid, power to gas e l'H_2 per la mobilità. Nel power to liquid l'idrogeno "green" reagisce con la CO_2 (catturata dall'aria o proveniente da scarti) per produrre una miscela di catene di idrocarburi, simili a quelle che si trovano nel petrolio grezzo (e fuels);

- recycled fossil fuels (esempio: plastiche raccolte in maniera differenziata o carburante ottenuto da recupero della CO_2 delle acciaierie): il contributo al target FER trasporti sarà stabilito dopo la pubblicazione dei valori di "GHG saving" da parte della Commissione europea (previsti entro il 2021 da Direttiva) a valle della definizione dei requisiti minimi di sostenibilità di tali combustibili. La gestione e il trattamento degli scarti rappresenta una problematica importante nei paesi sviluppati e, in misura sempre maggiore, in quelli in via di sviluppo. L'industria della raffinazione sta sviluppando soluzioni alternative per la discarica e l'incenerimento dei rifiuti e dei residui di plastica. Una delle tecnologie in fase di sviluppo è la pirolisi termica anaerobica per la produzione di olio da cracking termico da impiegare in raffineria in sostituzione parziale del petrolio greggio. Si esploreranno strumenti normativi per favorire sinergie tra l'industria della raffinazione e il trattamento degli scarti in un'ottica di economia circolare;
- biometano avanzato proveniente da FORSU e scarti agricoli: si conferma il target di 1,1 mld di m^3 al 2030 per il settore trasporti stradali.

Si prevede inoltre di implementare misure di promozione dell'uso dei biocarburanti nel settore ferroviario, avio e marittimo, che comprendano anche l'utilizzo di gas rinnovabili (a tendere idrogeno).

In particolare, per il settore aviazione si prevede che il contributo alla decarbonizzazione sia realizzabile attraverso l'utilizzo di carburante liquido rinnovabile low carbon, compatibile in miscela con l'aviation fuel tradizionale (secondo lo standard ASTM D 7566). L'IEA prevede che nel 2050 circa il 60% del consumo globale di carburante per aviazione sarà biocherosene. Questa nuova tipologia di carburante, sostenibile secondo i criteri stabiliti dalle direttive europee, permette la riduzione delle emissioni di CO_2, in funzione della materia prima, anche dell'80% sull'intero ciclo di vita rispetto al carburante per aviazione tradizionale.

L'organizzazione internazionale dell'aviazione (ICAO) ha coinvolto gli operatori del settore (produttori dei velivoli, aeroporti e utilizzatori del carburante) con il programma CORSIA (Carbon Offsetting Reduction Scheme for International Aviation), che punta a conseguire il contenimento delle emissioni del settore dal 2020 in avanti. L'adesione al programma CORSIA sarà su base volontaria, per poi diventare vincolante dal 2027.

Anche la Direttiva RED II, pubblicata nel dicembre 2018, ha previsto infatti incentivi per i biocarburanti no food e feed destinati al settore dell'aviazione, nella misura di una - due volte, rispetto al contenuto di energia di un biocarburante convenzionale, riconoscendoli come una delle modalità per assolvere all'obbligo di produrre energia rinnovabile.

Le ambizioni europee sul clima si sono rispecchiate nelle recenti discussioni sulla tassazione sui voli e sui carburanti per aviazione all'interno dell'UE, volte a garantire condizioni di parità per tutti i modi di trasporto. Infatti, attualmente i combustibili fossili per aviazione non sono soggetti a tassazione né per i voli interni, né per quelli internazionali, sebbene alcuni Stati membri applichino delle tasse per passeggero.

Tra le tecnologie disponibili, gli impianti già in esercizio utilizzano "l'idrogenazione degli esteri e degli acidi grassi" derivati da biomasse. L'attuale capacità, già realizzata e in esercizio, è utilizzata

per la produzione di carburanti autotrazione rinnovabili (HVO), ma opportunamente integrata è in grado di produrre "carburanti rinnovabili per aviazione" da biomassa.

Lo sviluppo produttivo richiede di sostenere extra costi che frenano decisioni di investimenti stante l'incertezza del mercato finale. Dall'altra parte la carenza di disponibilità di prodotto non ha favorito lo sviluppo della domanda. Per interrompere questo circolo vizioso è probabilmente necessario instaurare un meccanismo di incentivo all'utilizzo, che tenga conto della natura globale di questo mercato.

A quanto sopra elencato si affiancheranno naturalmente anche le misure per la promozione della mobilità elettrica, descritte nel successivo paragrafo, relativo alla dimensione dell'efficienza energetica che abilitino anche l'idrogeno come vettore energetico.

Settore termico

Al fine di conseguire l'obiettivo nazionale vincolante in materia di energia rinnovabile, il contributo del settore termico è fondamentale. I consumi termici finali lordi a livello nazionale destinati al riscaldamento e raffrescamento si aggirano infatti intorno ai 56 Mtep, pari a poco meno del 50% dei consumi finali di energia complessivi.

I principali strumenti che si conta di utilizzare per promuovere l'utilizzo delle fonti rinnovabili termiche sono sovente integrati con quelli per l'efficienza energetica e sono già operativi. Si tratta di:

- detrazioni fiscali per gli interventi di efficienza energetica e il recupero edile del patrimonio edilizio esistente, entrambe destinate anche a rinnovabili termiche;
- Conto Termico;
- meccanismo dei Certificati Bianchi, compresa la promozione della Cogenerazione ad Alto Rendimento;
- obbligo di integrazione delle fonti rinnovabili negli edifici;
- contributi ai Comuni per investimenti nel campo dell'efficientamento energetico e dello sviluppo territoriale sostenibile.

Tutte le misure suddette, già operative a livello nazionale, sono meglio descritte nel paragrafo 3.2. Di seguito vengono sommariamente illustrate con riferimento alle parti di interesse delle rinnovabili termiche, comprese le relative linee evolutive previste per il perseguimento degli obiettivi 2030 sulle stesse rinnovabili termiche.

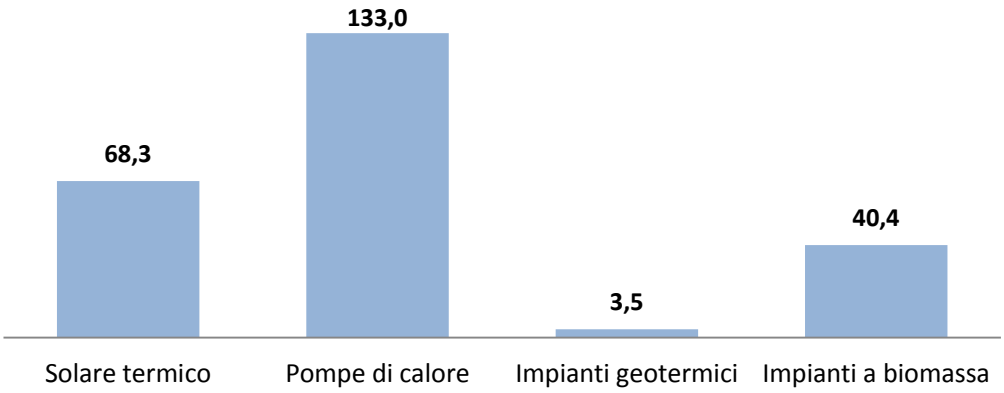
- **Detrazioni fiscali per la riqualificazione energetica e il recupero del patrimonio edilizio**

Le detrazioni fiscali per interventi di riqualificazione energetica degli edifici sono tuttora attive e hanno giocato un ruolo fondamentale nello sviluppo dell'efficienza energetica e delle fonti rinnovabili termiche nel settore residenziale.

Per le rinnovabili termiche sono agevolati gli interventi di installazione di impianti solari termici, pompe di calore, impianti geotermici negli edifici, in sostituzione di impianti di climatizzazione invernale esistenti, nonché impianti a biomassa.

Con riferimento agli interventi di installazione di impianti a fonti rinnovabili termiche, nel periodo 2014-2017 si sono registrati circa 980 mln€ di investimenti stimolati dalla misura.

Figura 25 - Investimenti medi annui in impianti a fonti rinnovabili termiche nelle detrazioni fiscali per interventi di riqualificazione energetica degli edifici (mln€)



La detrazione fiscale per gli interventi di recupero del patrimonio edilizio, introdotta nel 1997 e tutt'ora attiva, agevola interventi di installazione di impianti solari termici, pompe di calore, impianti geotermici e a biomassa negli edifici.

- **Conto Termico**

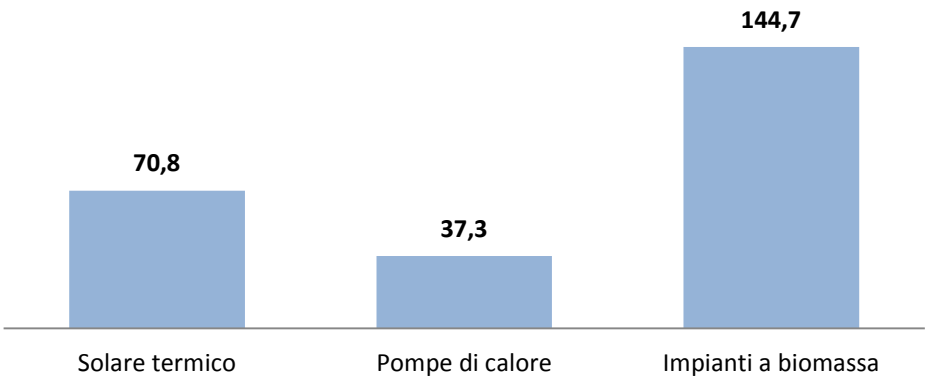
Con il D.M. 28 dicembre 2012 è stato introdotto il Conto Termico, strumento di incentivazione per favorire la produzione di energia termica rinnovabile e, contemporaneamente, per permettere l'accesso della Pubblica Amministrazione agli interventi di efficientamento energetico degli edifici e degli impianti. Il Conto Termico è operativo dal mese di luglio 2013.

Nell'ambito della produzione di calore da fonti rinnovabili sono incentivati uno o più interventi, elencati di seguito, effettuati dalle amministrazioni pubbliche e dai soggetti privati:

- sostituzione di impianti di climatizzazione invernale esistenti con impianti di climatizzazione invernale, anche combinati per la produzione di acqua calda sanitaria, dotati di pompe di calore, elettriche o a gas, utilizzanti energia aerotermica, geotermica o idrotermica, unitamente all'installazione di sistemi per la contabilizzazione del calore nel caso di impianti con potenza termica utile superiore a 200 kW; il limite massimo per poter accedere alla domanda di richiesta di incentivo è per installazioni con potenza nominale complessiva post operam fino a 2.000 kW termici;
- sostituzione di impianti di climatizzazione invernale esistenti o di riscaldamento delle serre e dei fabbricati rurali esistenti con impianti di climatizzazione invernale dotati di generatore di calore alimentato da biomassa, unitamente all'installazione di sistemi per la contabilizzazione del calore nel caso di impianti con potenza termica utile superiore a 200 kW; il limite massimo per poter accedere alla domanda di richiesta di incentivo è per installazioni con potenza nominale complessiva post operam fino a 2.000 kW termici;
- installazione di impianti solari termici per la produzione di acqua calda sanitaria e/o a integrazione dell'impianto di climatizzazione invernale, anche abbinati a sistemi di solar cooling, per la produzione di energia termica per processi produttivi o immissione in reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento. Nel caso di superfici del campo solare superiori a 100 m^2, è richiesta l'installazione di sistemi di contabilizzazione del calore; il limite massimo per poter accedere alla domanda di richiesta di incentivo è per installazioni fino a 2.500 m_2 di superficie lorda installata;
- sostituzione di scaldacqua elettrici con scaldacqua a pompa di calore;
- sostituzione di impianti di climatizzazione invernale esistenti con sistemi ibridi a pompa di calore.

Nel 2017 sono state presentate richieste per circa 40.000 interventi di installazione di impianti a fonti rinnovabili, pari a circa 250 mln€ investiti.

Figura 26 - Stima degli investimenti medi annui in impianti a fonti rinnovabili termiche nel Conto Termico (mln€)



- **Certificati Bianchi**

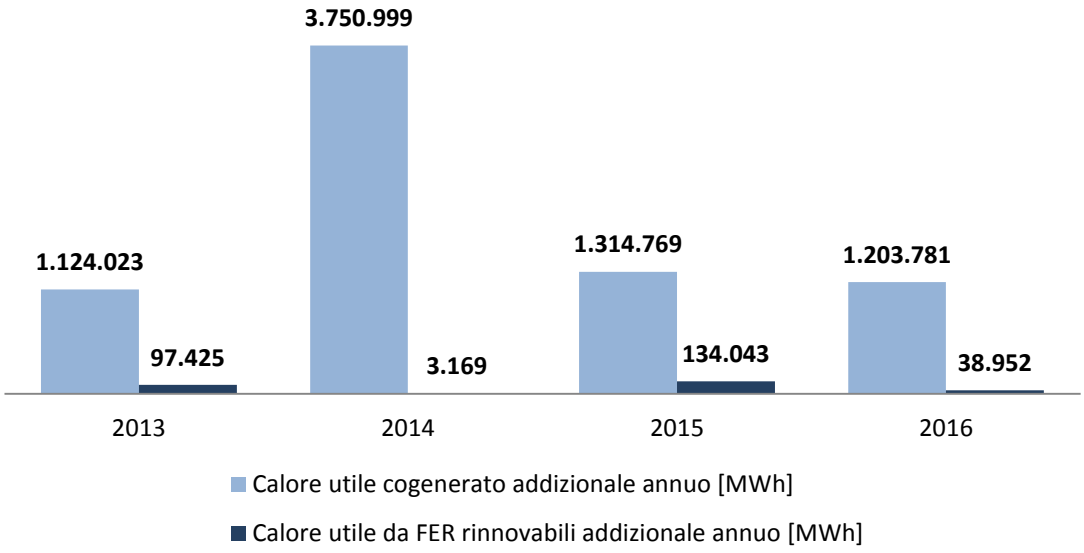
I Certificati Bianchi sono titoli negoziabili che certificano il conseguimento del risparmio energetico negli usi finali di energia attraverso interventi e progetti di incremento dell'efficienza energetica.

Nell'ambito del meccanismo è promossa anche la realizzazione di progetti che prevedano l'impiego di fonti rinnovabili per usi non elettrici, in relazione alla loro capacità di incremento dell'efficienza energetica e di generare risparmi di energia non rinnovabile.

I Certificati Bianchi sono emessi inoltre per i risparmi di energia generati dagli impianti di Cogenerazione ad Alto Rendimento, ivi compresi gli impianti a fonti rinnovabili e gli impianti connessi a reti di teleriscaldamento.

Con riferimento agli impianti CAR, mediamente si registra un volume di calore utile recuperato che varia tra i 31 e i 38 TWh annui, di cui circa 1,2 TWh annui sono mediamente addizionali rispetto all'anno precedente. Di tale incremento annuo una quota che varia dai 40 ai 140 GWh è costituita da energia rinnovabile.

Figura 27 - Calore utile recuperato da impianti di Cogenerazione ad Alto Rendimento (MWh)



- **Obbligo di integrazione delle fonti rinnovabili negli edifici**

L'allegato 3 del D.Lgs. 28/2011, di recepimento della Direttiva RED, individua obblighi di integrazione delle fonti rinnovabili nei nuovi edifici o negli edifici sottoposti a ristrutturazioni rilevanti, in vigore dal 31 maggio 2012.

Gli obblighi sono attualmente stabiliti in termini di quote percentuali (crescenti negli anni) di copertura con fonti rinnovabili del fabbisogno energetico dell'edificio per la fornitura dei servizi di riscaldamento, raffrescamento e acqua calda sanitaria.

In particolare si prevede che nel caso di edifici nuovi o edifici sottoposti a ristrutturazioni rilevanti, gli impianti di produzione di energia termica devono essere progettati e realizzati in modo da garantire il contemporaneo rispetto della copertura, tramite il ricorso a energia prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili, del 50% dei consumi previsti per l'acqua calda sanitaria e delle seguenti percentuali della somma dei consumi previsti per l'acqua calda sanitaria, il riscaldamento e il raffrescamento:

- il 20% quando la richiesta del pertinente titolo edilizio è presentata dal 31 maggio 2012 al 31 dicembre 2013;
- il 35% quando la richiesta del pertinente titolo edilizio è presentata dal 1° gennaio 2014 al 31 dicembre 2016;
- il 50% quando la richiesta del pertinente titolo edilizio è rilasciato dal 1° gennaio 2017 (poi prorogato al 2018).

In riferimento alle situazioni di impossibilità tecnica per il rispetto degli obblighi di copertura del fabbisogno energetico di edifici soggetti a ristrutturazione di primo livello, sarà valutata la possibilità di una procedura per l'installazione della quota d'obbligo da parte del proprietario su altro edificio, anche non di sua proprietà, ovvero di cessione all'ente territoriale che potrà cumularli al fine di raggiungere quote idonee a interventi su edifici pubblici, semprechè tale ipotesi sia compatibile con i vincoli connessi alla Direttiva sull'efficienza energetica degli edifici.

Linee evolutive dei meccanismi per la promozione delle fonti rinnovabili termiche

Al fine di tracciare le linee evolutive per i meccanismi di promozione degli impianti di produzione di energia rinnovabile termica è necessario tenere conto delle emissioni degli impianti a biomasse solide. Pertanto, i meccanismi di promozione favoriranno gli impianti ad alta qualità ambientale e ad alta efficienza. Al fine di stimolare il rinnovo dei vecchi impianti con tecnologie efficienti e a ridotte emissioni, i meccanismi descritti saranno aggiornati, introducendo requisiti prestazionali e ambientali più stringenti per i generatori di calore a biomassa. Si valuterà l'introduzione di vincoli di sostituzione di apparecchi di riscaldamento obsoleti e di obblighi di controlli e manutenzione periodica per gli impianti a biomasse (catasto telematico), come emerso anche dalla consultazione pubblica.

Per le pompe di calore elettriche e a gas si manterrà un approccio tecnologicamente neutro, lasciando al mercato la selezione dell'opzione più efficiente per ogni applicazione, valorizzando anche l'apporto in modalità raffrescamento, tenuto conto che in alcune Regioni dei Paesi mediterranei le esigenze di raffrescamento sono prevalenti. Come emerso dalla consultazione pubblica, i meccanismi di promozione saranno, inoltre, orientati anche a favorire la diffusione delle pompe di calore geotermiche.

Per favorire la diffusione del solare termico, tecnologia per la quale non si è assistito finora a una crescita rilevante, sarà aggiornata la normativa riguardante l'integrazione obbligatoria di una quota minima di fonti rinnovabili negli edifici nuovi o sottoposti a ristrutturazioni rilevanti. Inoltre, al fine di favorire l'installazione di impianti solari termici che possano sopperire alla domanda di calore in maniera più elastica ed efficace (ad esempio coprendo il fabbisogno per il servizio di riscaldamento degli edifici), sarà importante confermare, nelle misure di incentivazione, la promozione dei sistemi ibridi.

L'obbligo di integrazione delle fonti rinnovabili negli edifici, che ha portato molti vantaggi in merito al miglioramento della prestazione energetica degli immobili e alla diffusione delle fonti rinnovabili termiche, come evidenziato anche dalla consultazione pubblica, deve ora essere reso più efficace al fine di ampliarne il campo d'azione e assicurarne l'applicazione in tutti i casi previsti. In particolare si prevede di aggiornare il sistema di obblighi rendendolo più semplice e immediatamente applicabile, introducendo ad esempio una lista di tecnologie rinnovabili fra le quali il progettista potrà scegliere, caso per caso, sulla base delle caratteristiche dell'edificio, favorendo, come suddetto, l'integrazione delle tecnologie tradizionali con quelle rinnovabili, anche attraverso l'impiego di impianti ibridi. Nell'ampliare il campo d'azione dell'obbligo potranno essere previste sinergie con gli strumenti di promozione esistenti al fine di ottimizzare il rapporto tra costi e benefici degli investimenti per l'installazione di impianti per la produzione di energia rinnovabile termica.

Sulla base degli esiti delle misure già descritte e in coerenza con le misure per le rinnovabili elettriche, verrà considerata l'ipotesi di introdurre obblighi di quota minima di fonti rinnovabili anche ad alcune categorie di edifici esistenti, come gli edifici del terziario.

- **Contributi ai comuni per investimenti nel campo dell'efficientamento energetico e dello sviluppo territoriale sostenibile**

Il Decreto Legge 30 aprile 2019, n.34 (D.L. Crescita), ha istituito un contributo in favore dei comuni, nel limite massimo di 500 mln€ per l'anno 2019 a valere sul Fondo Sviluppo e Coesione (FSC) per interventi relativi a investimenti nel campo dell'efficientamento energetico e dello sviluppo territoriale sostenibile. Il contributo è assegnato a ciascun Comune sulla base della popolazione residente alla data del 1 gennaio 2018, nel modo seguente:

a) 50.000 euro ai comuni con popolazione inferiore o uguale a 5.000;
b) 70.000 euro ai comuni con popolazione compresa tra 5.001 e 10.000 abitanti;

c) 90.000 euro ai comuni con popolazione compresa tra 10.001 e 20.000 abitanti;
d) 130.000 euro ai comuni con popolazione compresa tra 20.001 e 50.000 abitanti;
e) 170.000 euro ai comuni con popolazione compresa tra 50.001 e 100.000 abitanti;
f) 210.000 euro ai comuni con popolazione compresa tra 100.001 e 250.000 abitanti;
g) 250.000 euro ai comuni con popolazione superiore a 250.000 abitanti.

I contributi di cui al comma precedente sono destinati a opere pubbliche in materia di:

a) efficientamento energetico, compresi interventi inerenti l'illuminazione pubblica, il risparmio energetico degli edifici di proprietà pubblica e di edilizia residenziale pubblica, nonché l'installazione di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili;
b) sviluppo territoriale sostenibile, compresi interventi in materia di mobilità sostenibile, adeguamento e messa in sicurezza di scuole, edifici pubblici e patrimonio comunale e per l'abbattimento delle barriere architettoniche.

A decorrere dall'anno 2020, per i progetti sopra menzionati, il D.L. Crescita ha autorizzato l'implementazione di un programma pluriennale di finanziamento, le cui effettive risorse sono ripartite tra i comuni con popolazione inferiore a 1.000 abitanti, assegnando a ciascun comune un contributo di pari importo.

Con Decreti Direttoriali del 14 maggio e del 10 luglio 2019 il Ministero dello Sviluppo Economico ha stabilito rispettivamente l'entità del contributo assegnato a ciascun comune italiano e le modalità di attuazione della misura (interventi ammissibili, contributo erogabile e modalità di erogazione dello stesso, monitoraggio della misura).

La Legge di Bilancio 2020 assegna ai Comuni contributi, nel limite di 500 mln€ annui, per investimenti destinati ad opere pubbliche in materia di efficientamento energetico, compresi interventi volti all'efficientamento dell'illuminazione pubblica, al risparmio energetico degli edifici di proprietà pubblica e di edilizia residenziale pubblica, nonché all'installazione di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili. Tali contributi possono essere utilizzati dai Comuni anche per progetti di sviluppo territoriale sostenibile, compresi interventi in materia di mobilità sostenibile, nonché interventi per l'adeguamento e la messa in sicurezza di scuole, edifici pubblici e patrimonio comunale e per l'abbattimento delle barriere architettoniche

Al fine di sfruttare il potenziale del teleriscaldamento descritto nel capitolo 2, saranno potenziati gli strumenti oggi a disposizione per favorire la nuova costruzione e l'ampliamento delle infrastrutture per la distribuzione del calore in ambito urbano, in particolar modo ove i poli di produzione del calore siano prossimi ai siti di consumo. A tal riguardo sarà data priorità allo sviluppo del teleriscaldamento efficiente, ovvero quello basato sulla distribuzione di calore generato in buona parte da fonti rinnovabili, da calore di scarto o cogenerato (in prospettiva anche tramite biometano). In quest'ottica, sarà confermata la riserva economica per fornire garanzie a favore di interventi di realizzazione di reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento, inclusa nel Fondo Nazionale per l'Efficienza Energetica, e sarà emanato il decreto attuativo già previsto dalla Legge 172/2017, che prevede agevolazioni per gli interventi sugli impianti che comportano un incremento della producibilità termica finalizzato al mantenimento o raggiungimento di un assetto di sistema di teleriscaldamento efficiente e che si abbinano a un'estensione della rete in termini di aumento della capacità di trasporto.

ii. Ove pertinente, misure specifiche per la cooperazione regionale, nonché, facoltativamente, la produzione eccedentaria stimata di energia da fonti rinnovabili che potrebbe essere oggetto di trasferimento verso altri Stati membri al fine di conseguire il contributo nazionale e le traiettorie di cui al punto 2.1.2

La cooperazione regionale sulle FER con i Paesi confinanti (Malta, Croazia, Austria, Grecia e Francia) potrebbe basarsi sulla condivisione di progetti di sviluppo di impianti in mare (eolico off shore, maree, moto ondoso) e sull'apertura dei meccanismi di supporto. Per quanto concerne il trasferimento statistico su cui si è dibattuto nei confronti intercorsi, tutti gli Stati sono rimasti possibilisti in quanto sarà una necessità da valutare eventualmente solo in itinere. Alcune sperimentazioni in tal senso si stanno valutando, in via preliminare, nell'ambito del raggiungimento degli obiettivi al 2020, nel cui contesto alcuni Paesi hanno sondato la disponibilità dell'Italia a effettuare un trasferimento statistico, ovverosia a cedere il probabile surplus che l'Italia manifesterà rispetto al raggiungimento del proprio obiettivo di quota dei consumi soddisfatti dalle fonti rinnovabili al 2020.

iii. Misure specifiche in materia di sostegno finanziario ove applicabile, compresi il sostegno dell'Unione e l'uso dei fondi dell'Unione, per promuovere la produzione e l'uso di energia da fonti rinnovabili nei settori dell'energia elettrica, del riscaldamento e del raffreddamento e dei trasporti

Vedasi punto i.

iv. Ove applicabile, la valutazione del sostegno a favore dell'energia elettrica da fonti rinnovabili che gli Stati membri sono tenuti a effettuare a norma dell'articolo 6, paragrafo 4, della Direttiva (UE) 2018/2001

La valutazione dell'efficacia del sostegno all'energia elettrica da fonti rinnovabili e i suoi principali effetti distributivi sulle differenti categorie di consumatori e sugli investimenti sarà eseguita nell'ambito del monitoraggio del Piano.

v. Misure specifiche volte a introdurre uno o più punti di contatto, razionalizzare le procedure amministrative, fornire informazioni e formazione e facilitare l'adozione di accordi a lungo termine di compravendita di energia elettrica. Sintesi delle politiche e delle misure ai sensi del quadro di riferimento che dovranno essere messe in atto dagli Stati membri a norma dell'articolo 21, paragrafo 6, e dell'articolo 22, paragrafo 5, della Direttiva (UE) 2018/2001 per promuovere e agevolare lo sviluppo dell'autoconsumo e le comunità produttrici/consumatrici di energia rinnovabile

Alcuni elementi sono forniti nel paragrafo 3.1.2, punto i. In merito alle procedure amministrative e ai punti di contatto si precisa quanto di seguito riportato.

In Italia, dai primi anni 2000 a oggi, si è intrapreso un progressivo percorso di semplificazione e snellimento delle procedure autorizzative atte a consentire l'installazione di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili. In questo lasso di tempo è anche significativamente mutata la geografia delle competenze tra gli enti coinvolti, con un ruolo, pure nel rispetto dei principi stabiliti dallo Stato, di maggiore potestà decisionale delle Regioni sui temi energetici e, per quanto riguarda le rinnovabili, sulle valutazioni ambientali. I principali iter procedurali previsti dalla normativa vigente per la realizzazione di impianti, differenziati a seconda della taglia e delle caratteristiche, sono l'Autorizzazione Unica, la Procedura Abilitativa Semplificata e la Comunicazione al Comune. Per taluni impianti di produzione elettrica è inoltre previsto un modello unico, che consente di affrontare con un'unica e semplice procedura tutto quanto serve per realizzare ed esercire l'impianto. Tali meccanismi consentono all'interessato di avere sempre un unico punto di contatto per ottenere il titolo abilitativo. In merito alla formazione, l'Italia ha già adottato, in attuazione della Direttiva 2009/28/CE e in collaborazione con le Regioni, uno standard

formativo per l'attività di installazione e manutenzione straordinaria di impianti energetici alimentati da fonti rinnovabili. Parimenti, per quanto riguarda l'informazione, è stato già introdotto un portale informativo recante informazioni sugli incentivi nazionali per le fonti rinnovabili, su costi e benefici dei sistemi. Come accennato nel paragrafo 3.1.2, questa attività sarà potenziata valorizzando il patrimonio di conoscenze e dati disponibili presso il GSE, soggetto incaricato della gestione dei meccanismi di sostegno, e presso l'ENEA (che ricopre il ruolo di agenzia per l'efficienza energetica), attivando interlocuzioni con enti locali, associazione di consumatori e di PMI, alle quali rendere più evidenti opportunità e condizioni per valutare la convenienza e le condizioni per realizzare interventi di efficienza energetica e di autoconsumo.

L'Italia ha inoltre attivato un osservatorio con le Regioni, che ha tra l'altro lo scopo di diffondere le buone pratiche in tema di autorizzazioni. In tal senso, si ritiene importante rafforzare il coinvolgimento delle Regioni e degli enti locali nella produzione e condivisione di informazioni statistiche, utili anche ai fini di una più efficace programmazione degli interventi. Ciò richiede un potenziamento delle risorse dei partecipanti al sistema statistico, compresi Terna, GSE ed ENEA. D'altra parte, questo incremento di sinergie deve riverberarsi in modo operativo sull'operato di Regioni ed enti locali, sia sotto il profilo statistico, che dello scambio di informazioni amministrative (autorizzazioni, procedimenti in corso, misure aventi effetti in termini di efficienza energetica, ecc.), per le quali sussistono già attualmente obblighi di fornitura dati.

Inoltre, si ritiene auspicabile anche uno scambio preventivo di informazioni sulle politiche regionali di pianificazione e programmazione ambientale ed energetica, al pari di quanto accade coi provvedimenti nazionali in materia, oggetto di parere o intesa con la Conferenza delle Regioni e delle Province autonome. In nuce, è necessaria, in un quadro normativo e regolatorio nazionale di lungo periodo chiaro e quanto più possibile stabile, una regolazione più organica e coordinata, omogeneizzando il quadro normativo regionale, per ridurre il rischio di adozione di discipline difformi dal quadro statale e profondamente diverse tra di loro. Uno strumento utile, in tal senso, sarebbe l'adozione di un format standardizzato per il rilascio delle autorizzazioni a livello nazionale, capace di equiparare i tempi, le modalità e le procedure previste. Potrebbe risultare indicativo anche l'individuazione di un processo di benchmark dei procedimenti autorizzativi nazionali rispetto a quelli europei, al fine di valutare le performance di processo anche attraverso il ricorso a specifici indicatori di prestazione.

Dalla Consultazione pubblica è emerso anche che le associazioni riconoscono il ruolo importante delle Regioni nel mettere a fattor comune la mappatura completa e aggiornata dei vincoli e delle prescrizioni.

vi. Valutazione della necessità di costruire nuove infrastrutture per il teleriscaldamento e il teleraffreddamento da fonti rinnovabili

Come risultato dal rapporto di valutazione del potenziale nazionale di applicazione della Cogenerazione ad Alto Rendimento e del teleriscaldamento efficiente, previsto dall'articolo 14 della Direttiva EED e redatto dal GSE, il potenziale economico di estensione delle reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento a livello nazionale è al momento stimato pari a circa 900 km, aggiuntivi rispetto agli attuali circa 4.100 km.

Il potenziale economico relativo al TLR alimentato da biomassa è risultato pari a un incremento di 0,7 TWh di energia termica annua erogata alle utenze, per un ampliamento dell'estensione delle reti di 253 km e 14 mln m^3 di volumetria riscaldata.

Tabella 27 - Potenziale economico di estensione del teleriscaldamento efficiente a biomassa (basato sui consumi 2013) [Fonte: GSE - Rapporto di valutazione del potenziale nazionale di applicazione della Cogenerazione ad Alto Rendimento e del teleriscaldamento efficiente]

	Zona climatica D	Zona climatica E	Zona climatica F	Totale complessivo
Potenziale economico incrementale [GWh]	78	307	310	696
Lunghezza incrementale reti [km]	29	101	123	253
Volumetria riscaldata incrementale [milioni di m^3]	2	6	6	14
Potenza termica incr. CAR [MWt]	20	62	48	131
Potenza termica incr. di integrazione [MWt]	59	181	138	378
Energia termica incr. CAR erogata [GWh]	35	136	137	308
Energia termica incr. di integrazione erogata [GWh]	44	171	173	388
Potenza elettrica incr. CAR [MWel]	4	13	10	28
Energia elettrica incr. CAR prodotta [GWh]	9	35	35	78
Energia elettrica incr. no CAR prodotta [GWh]	-	-	-	-
LCOH [€/MWh]	120	102	103	108
Emissioni evitate [ton CO_2eq]	4.481	17.577	17.741	39.799
Risparmi di energia primaria [tep]	8.970	35.182	35.511	79.663

Per altre considerazioni e ulteriori sviluppi vedasi quanto scritto al punto 2.1.2.ii

vii. Ove applicabile, misure specifiche per la promozione dell'uso di energia proveniente dalla biomassa, in particolare per la nuova mobilitazione delle biomasse prendendo in considerazione quanto segue:

- la disponibilità di biomassa, inclusa la biomassa sostenibile: potenziale nazionale e importazioni da paesi terzi;

- altri usi della biomassa in altri settori (agricoltura e settori forestali); nonché misure per la sostenibilità della produzione e dell'uso di biomassa

3.1.3 Altri elementi della dimensione

i. Politiche e misure nazionali con un impatto sul settore ETS e valutazione della complementarità e degli effetti sull'ETS dell'UE, se del caso

Come riportato nel paragrafo 2.1.1., al 2030, i settori produttivi che rientrano nello schema ETS dovrebbero registrare, nello scenario con target, una riduzione delle emissioni pari a circa il 56% rispetto al 2005, livello ampiamente superiore all'obiettivo aggregato europeo (-43%).

Tale differenziale è in parte spiegato da dinamiche economiche ed energetiche tendenziali, in parte dalle misure da mettere in campo.

Infatti, nello "scenario BASE", quello a politiche vigenti, al 2030, i settori ETS registrerebbero comunque un calo delle emissioni di circa il 45%, effetto, oltre che dei vincoli quantitativi e prezzi crescenti delle quote CO_2, del lungo tempo di recupero dopo la crisi economica (in alcuni settori, il livello della produzione industriale è ancora sotto a quello del 2005) e della contestuale crescente

capacità di generazione da rinnovabili (la produzione tra il 2016 e il 2030 sarebbe comunque cresciuta di circa il 20%).

A tale dinamica si aggiunge l'effetto delle misure che saranno messe in campo. Il differenziale emissivo tra "scenario di base" e "scenario con politiche", considerata anche l'interazione tra i singoli interventi di decarbonizzazione, arriva a circa 27 $MtCO_2eq$. Si combinano, in particolare, il percorso di phase out dal carbone entro il 2025, l'ulteriore forte accelerazione delle rinnovabili guidata da fotovoltaico ed eolico (al 2030 l'incremento di produzione elettrica rispetto al 2016 sale fino al 75%) e un incremento dell'efficienza con contenimento dei consumi energetici industriali.

ii. Politiche e misure volte a conseguire altri obiettivi nazionali, se del caso

iii. Politiche e misure volte a conseguire la mobilità a basse emissioni (compresa l'elettrificazione dei trasporti)

Per la descrizione estesa delle misure riguardanti la mobilità a basse emissioni si faccia riferimento ai paragrafi: 3.1.1 per le misure riguardanti l'abbattimento delle emissioni, 3.1.2 per quanto riguarda la promozione delle fonti rinnovabili nei trasporti, nonché al paragrafo 3.2 per quel che concerne le misure per la riduzione dei consumi energetici settoriali. Di seguito si riporta un elenco delle principali misure che concorrono alla promozione della mobilità a basse emissioni.

- *Misure di cui al paragrafo 3.1.1*

- **Divieto progressivo di circolazione per autovetture più inquinanti.**

Legge 190/2014: divieto progressivo di circolazione dei veicoli a motore categoria M2 e M3 alimentati a benzina e gasolio (Euro 0) dal 1° gennaio 2019 e previsione di divieto della circolazione dei veicoli a motore categoria M2 e M3 alimentati a benzina e gasolio (Euro 0 ed Euro 1) nei contratti di servizio dal 1° gennaio 2018.

- *Misure di cui al paragrafo 3.1.2*

- **Incentivi per assolvimento obbligo di immissione biocarburanti attraverso il biometano e altri biocarburanti avanzati: 2018-2022**

Incentivazione di biometano e biocarburanti avanzati ai fini dell'assolvimento dell'obbligo esistente di miscelazione dei carburanti di origine fossile con biocarburanti, attraverso un sistema di ritiro del biometano prodotto, con rilascio di certificati di immissione in consumo (CIC) per la durata di dieci anni. L'onere di incentivazione è in capo ai soggetti obbligati (compagnie petrolifere che immettono in consumo carburanti da fonte fossile) e non incide sulla bolletta elettrica e del gas. Si prevede che tale sistema di incentivazione arrivi a coprire con biometano la domanda prevista di metano nei trasporti stradali corrispondente a circa 1,1 mld di m^3 l'anno.

- **Obbligo biocarburanti in recepimento della RED II: 2022-2030**

Si prevede la predisposizione ed emanazione del Decreto Legislativo di recepimento della RED II e conseguenti decreti interministeriali di aggiornamento dei decreti vigenti di settore. In particolare per: aggiornare le quote obbligatorie di immissione in consumo fino al 2030 dei biocarburanti normali e avanzati; introdurre target differenziati per benzina, diesel e eventualmente metano; introdurre l'idrogeno da fonti rinnovabili ed eventualmente i combustibili da carbonio riciclato nell'elenco dei biocarburanti e carburanti utilizzabili ai fini dell'obbligo; prevedere il raccordo con il database europeo di monitoraggio della sostenibilità; aggiornamento dei moltiplicatori da utilizzare ai fini del calcolo del target; individuazione delle percentuali massime di utilizzo dei biocarburanti di prima generazione, in accordo con quanto previsto dall'articolo 27 della Direttiva 2018/2001/EC e con il correlato Regolamento Delegato sulla Governance dell'Energy Union and Climate Action

(Regulation 8EU) 2018/1999). In particolare il comma 1, lettera b) dell'articolo 27 della Direttiva 2018/2001/EC impone un tetto massimo pari a 1,7% per le materie prime dell'allegato IX, parte B, ovvero UCO e grassi animali, lasciando agli Stati membri la possibilità di incrementare tale valore se ampiamente giustificato. Si prevede un incremento rispetto alla soglia (da 1,7% a un massimo di 2,5%), da raggiungere con gli oli vegetali esausti e che deve prevedere priorità per UCO raccolto su territorio nazionale, rispettando il principio di economia circolare e in linea con i nuovi obiettivi del pacchetto rifiuti; si ipotizza un contributo al 2030 che peserà per 0,6 Mtep. Il 2% reale, in termini di contributo al target FER-Trasporti, a causa del doppio conteggio, sarà pari al 4%. Tale previsione appare giustificata dalla grande produzione e uso, in Italia rispetto al resto dei Paesi dell'Unione Europea, di olio vegetale (di oliva in particolare ma anche di semi oleaginosi), che ne giustifica un'ampia disponibilità e potenzialità di raccolta e di uso ai fini della produzione di biocarburanti avanzati e sostenibili. Tali oli usati ove non adeguatamente raccolti e riutilizzati rappresentano un grave danno per l'ambiente. Saranno implementate apposite misure per incrementare la quota di UCO raccolta e destinata alla produzione di biocarburanti.

L'Italia utilizza oltre un terzo dell'intero consumo di olio di oliva dell'Unione Europea e circa un sesto dell'intero consumo mondiale. Si giustifica, quindi, una quota maggiore di biocarburanti prodotti a partire da UCO per l'Italia che ha necessità di gestire tali rifiuti in maniera intelligente, valorizzandoli economicamente e proteggendo l'ambiente.

Figura 28 - Consumo di olio di oliva nell'UE: periodo 2012-2018 (migliaia di tonnellate) [Fonte: International Olive Council]

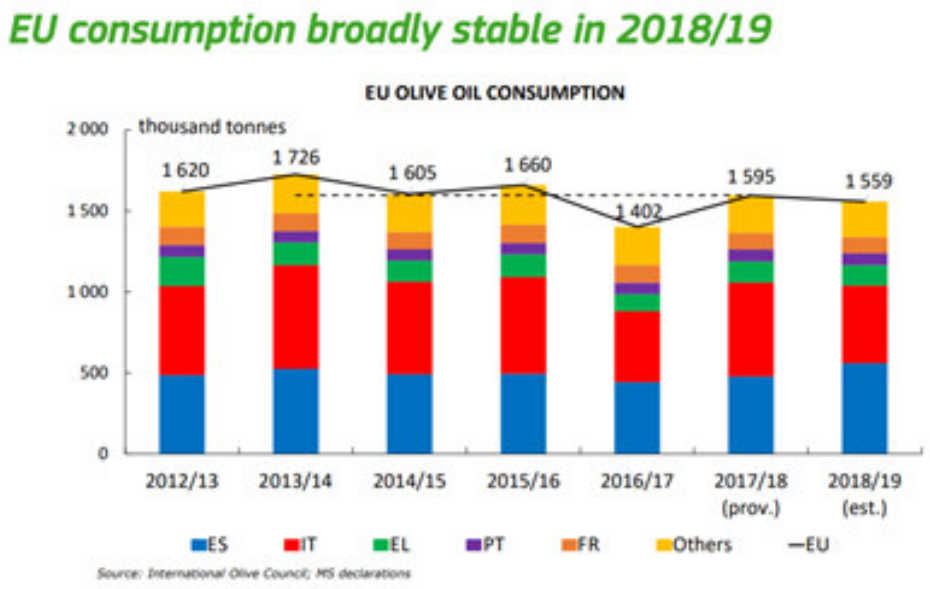
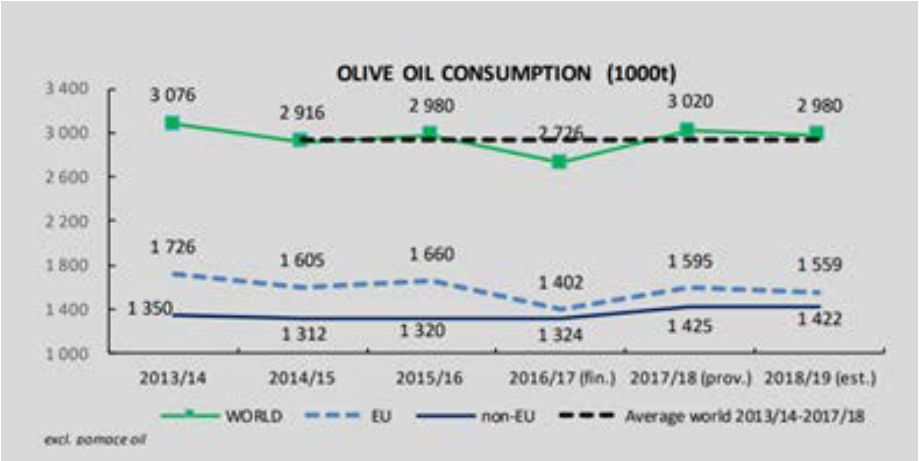


Figura 29 - Consumo di olio di oliva a livello mondiale: periodo 2013-2018 (migliaia di tonnellate) [Fonte: International Olive Council]



Si valuterà la possibilità di incrementare il tetto massimo introdotto dalla RED II dell'1,7% per i biocarburanti di cui all'allegato IX, parte B, tenendo in considerazione anche i grassi animali classificati di categoria 1 e 2 dal Regolamento (CE) 1069/2009, nel caso in cui la cui filiera di produzione, raccolta e trattamento sia interamente italiana.

Misure di cui al paragrafo 3.2

Rinnovo dei veicoli pubblici adibiti al trasporto persone

- **Finanziamenti per il rinnovo del parco rotabile su gomma adibito al trasporto pubblico locale.**

Nella Legge di Stabilità 2017 il Governo ha varato un ingente piano di finanziamenti per il rinnovo del parco rotabile su gomma adibito al Trasporto pubblico Locale per il periodo 2019-2033. Trattasi in particolare di bus elettrici e a metano per l'integrazione e la sostituzione del parco bus esistente. In sede di confronto con Regioni ed enti locali, è stata deciso anche di procedere alla costituzione di un tavolo politico interistituzionale per il confronto e la concertazione in materia di trasporti, composto dai Ministeri delle infrastrutture, dello Sviluppo Economico e dell'Ambiente, nonché da Regioni ed enti locali.

- **Obbligo acquisto veicoli a combustibili alternativi per Pubblica Amministrazione (oltre il primo recepimento della DAFI).**

Ci si propone di accelerare quanto previsto al comma 10 dell'articolo 18 del D.Lgs. 257/2016 (recepimento della Direttiva DAFI) prevedendo che le pubbliche amministrazioni, gli enti e le istituzioni da esse dipendenti o controllate, le Regioni, gli enti locali e i gestori di servizi di pubblica utilità per le attività svolte nelle province ad alto inquinamento di particolato PM_{10}, al momento della sostituzione del rispettivo parco autovetture, autobus e mezzi di servizio di pubblica utilità, ivi compresi quelli per la raccolta dei rifiuti urbani, siano obbligati all'acquisto di almeno il 30% entro il 2022, il 50% entro il 2025 e l'85% entro il 2030 di veicoli elettrici e veicoli ibridi con ricarica esterna, a metano e a idrogeno, nonché elettrici o metano nel caso degli autobus.

Rinnovo dei veicoli privati adibiti al trasporto persone

- **Incentivi all'acquisto di veicoli più efficienti e a minore emissioni climalteranti.**

Si intende rivedere gradualmente i sistemi fiscali sul trasporto (tassa immatricolazione, tassa di possesso, imposte sui carburanti, ecc.) e studiare ulteriori modalità di finanziamento per favorire i veicoli alimentati da combustibili alternativi, in particolare elettrici. Si valuterà la possibilità di introdurre contributi pubblici all'acquisto di veicoli ibridi ed elettrici, oltre che per gli interventi di retrofit per veicoli obsoleti a combustione interna. Prime misure in tal senso sono già state introdotte, con effetto da marzo 2019 a dicembre 2021, e consistono nella concessione di un contributo a chi acquista un veicolo con emissioni di CO_2 inferiori a 70 g/km e prezzo ufficiale inferiore a 50.000 euro. Il contributo è differenziato per classi di emissioni (0-20 g/km e 21-70 g/km) e a seconda che si rottami o meno un veicolo omologato nelle classi da Euro 1 a Euro 4, e va da 1.500 a 6.000 euro. La stessa legge prevede la sperimentazione di mezzi di trasporti innovativi per la mobilità personale a propulsione prevalentemente elettrica, quali segway, hoverboard e monopattini. Per contro, la legge dispone, per lo stesso periodo, il pagamento di una imposta per l'acquisto di veicoli di categoria M1, qualora le emissioni di CO_2 siano superiori a 160 g/km. L'imposta varia da 1.100 euro a 2.500 euro in base alle emissioni.

Inoltre, il Decreto Legge n.34 del 30 aprile 2019 (D.L. Crescita) ha stabilito che coloro i quali, nell'anno 2019, acquistano, anche in locazione finanziaria, e immatricolano in Italia un veicolo elettrico o ibrido nuovo di fabbrica delle categorie L1e, L2e, L3e, L4e, L5e, L6e e L7e e che consegnano per la rottamazione un veicolo, appartenente a una delle suddette categorie, di cui siano proprietari o intestatari da almeno dodici mesi ovvero di cui sia intestatario o proprietario, da almeno dodici mesi, un familiare convivente, hanno diritto a un contributo pari al 30 per cento del prezzo di acquisto, fino a un massimo di 3.000 euro nel caso in cui il veicolo consegnato per la rottamazione sia della categoria Euro 0, 1, 2 o 3.

- **Piano Nazionale Infrastrutturale per la Ricarica dei veicoli alimentati a energia Elettrica (PNIRE)**

Il Piano, previsto dalla Legge del 7 agosto 2012, n.134, ha come oggetto la realizzazione di reti infrastrutturali per la ricarica dei veicoli alimentati a energia elettrica e interventi di recupero del patrimonio edilizio mirati allo sviluppo delle medesime reti. La Legge di Bilancio per il 2019 ha altresì introdotto detrazioni fiscali per l'acquisto e la posa in opera di infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici, riconosciuta da marzo 2019 a dicembre 2021. La detrazione è pari al 50% delle spese sostenute, da ripartire in dieci annualità.

Il Piano Nazionale Infrastrutturale per la Ricarica dei veicoli alimentati a energia Elettrica (PNIRE) è attualmente in fase di aggiornamento in un'ottica integrata, che considera anche altre misure di sostegno alla domanda di veicoli elettrici, nonché di potenziamento e fruibilità delle infrastrutture. Si sta, inoltre, valutando la possibilità di coordinare lo sviluppo delle infrastrutture di ricarica con i piani di razionalizzazione della rete carburanti.

Misure regolatorie

Si introdurranno limiti e regole in merito alle soste, agli accessi in determinate zone e ai parcheggi. Si valorizzeranno e rafforzeranno, inoltre, le iniziative di regolamentazione locale quali, ad esempio le limitazioni alla circolazione dei veicoli inquinanti nelle aree urbane, con accesso libero dei veicoli a combustibili alternativi e in particolare elettrici alle zone a traffico limitato, limiti di velocità, corsie preferenziali e parcheggi dedicati per veicoli a zero emissioni. Inoltre, per disincentivare l'uso del mezzo privato, si propone di uniformare a livello nazionale le regolamentazioni locali di accesso agli ambiti urbani. Una prima misura, introdotta dalla Legge di Bilancio 2019, prevede che i comuni,

nel disporre le limitazioni di accesso a talune aree cittadini, consentano l'accesso libero a veicoli elettrici e ibridi.

Si ritiene opportuno riportare a sistema tutte le iniziative nazionali e regionali per lo sviluppo delle infrastrutture di ricarica elettrica nel quadro del PNIRE, attuando nel contempo:

- la diffusione delle infrastrutture di ricarica private nelle stazioni di servizio, sulla rete autostradale e negli edifici esistenti, realizzati attraverso l'estensione di impianti elettrici (esercizi commerciali di varia natura quali hotel, centri commerciali, stazioni di servizio, parcheggi pubblici, etc.) evitando, laddove possibile, l'apertura di un nuovo POD;
- la semplificazione amministrativa per l'autorizzazione alla realizzazione di infrastrutture di ricarica accessibili al pubblico;
- regime tariffario di sostegno per il trasporto elettrico pubblico.

- **Punti di rifornimento di combustibili alternativi (DAFI)**

Il D.Lgs. 16 dicembre 2016, n.257, di recepimento della Direttiva DAFI prevede la crescita di:

- punti di ricarica (pubblici e privati) per i veicoli elettrici dagli attuali 2.900 circa fino ad almeno 6.500 nel 2020;
- punti vendita eroganti GNC dagli attuali 1.100 circa a 2.400 circa nel 2030;
- punti vendita eroganti GNL dalle poche decine attuali a circa 800 nel 2030.

- **Rinnovo dei veicoli adibito al trasporto merci**

Con il D.M. MIT 122/2018 sono stati previsti incentivi per l'acquisto di veicoli commerciali con motorizzazione alternativa adibiti a trasporto merci.

Potenziamento delle infrastrutture

- **Trasporto ferroviario regionale**

Per le ferrovie regionali, previa valutazione congiunta della reale efficienza della modifica gestionale, si intende promuovere l'elettrificazione delle tratte ferroviarie regionali anche minori e il raddoppio dei binari delle maggiori tratte a binario unico, al fine di aumentare la sicurezza e velocizzare le tempistiche di percorrenza, rendendo così più appetibile la mobilità su ferro. il Governo promuoverà una stretta collaborazione con le Regioni nel monitoraggio della rete, prevedendo - previa concertazione con le stesse - la possibilità di affidare a Rete Ferroviaria Italiana (RFI) alcune tratte oggi gestite dalle Regioni.

- **Sistemi di trasporto rapido di massa**

La Legge di Bilancio per il 2017 ha previsto l'istituzione di un fondo, con una dotazione di 1.900 mln€ per l'anno 2017, di 3.150 mln€ per l'anno 2018, di 3.500 mln€ per l'anno 2019 e di 3.000 mln€ per ciascuno degli anni dal 2020 al 2032, per assicurare il finanziamento degli investimenti e lo sviluppo infrastrutturale del Paese nei settori di spesa relativi, tra l'altro, ai trasporti, viabilità, mobilità sostenibile, sicurezza stradale, riqualificazione e accessibilità delle stazioni ferroviarie.

Shift modale nell'ambito del trasporto delle merci:

In generale, emerge come sia utile promuovere l'integrazione tra le distanze medie e lunghe che debbono essere effettuate su ferro e nave e la distribuzione locale verso imprese, centri distribuzione, aree commerciali e città che deve essere effettuata su gomma con mezzi puliti e a basso impatto ambientale. Serve una distribuzione efficiente della catena logistica, dove gli snodi

pubblici e privati (porti, interporti, scali ferroviari, GDO, distretti industriali) siano connessi alla rete ferroviaria, autostradale e locale.

- **Marebonus**

Il Marebonus prevede l'erogazione di incentivi alle imprese di trasporto merci su gomma per l'adozione di modalità di trasporto combinato strada-mare.

- **Ferrobonus**

Il Ferrobonus prevede l'erogazione di incentivi alle imprese di trasporto merci su gomma per l'adozione di modalità di trasporto combinato strada-rotaia.

- **Piattaforma Logistica Nazionale (PLN)**

Proseguirà lo sviluppo della Piattaforma Logistica Nazionale (PLN), finalizzata a fornire servizi a tutti gli operatori della logistica e dei trasporti, con l'obiettivo di ottimizzare i processi tramite l'incremento dell'interconnessione e la facilitazione gestionale dei dati.

Shift modale nell'ambito del trasporto delle persone

Misure per il mobility management:

- sviluppo della mobilità ciclistica tramite piste ciclabili;
- promozione della mobilità condivisa (bike, car e moto sharing a basse o zero emissioni);
- integrazione tra i servizi di mobilità sostenibile (es. strutture di sosta per i velocipedi o servizi di car e bike sharing in prossimità delle fermate del trasporto pubblico) e parcheggi di interscambio;
- promozione degli strumenti di smart working;
- promozione del car pooling;
- sviluppo dell'ITS (gestione traffico, infomobilità, smart roads);
- Electric Road System (ERS): promozione, sulla base delle sperimentazioni avviate, delle iniziative di possibile elettrificazione della rete autostradale tramite tecnologie di Electric Road System (ERS), che permettono la trazione dei veicoli ibridi per il trasporto merci e/o passeggeri con alimentazione con sistemi conduttivi o induttivi (eHighway).

- **PUMS: Piani Urbani per la Mobilità Sostenibile**

La misura in oggetto è descritta nel paragrafo 3.2, insieme alle altre misure previste per la promozione della mobilità sostenibile.

iv. Ove applicabile, politiche nazionali, tempistiche e misure previste per eliminare gradualmente le sovvenzioni energetiche, in particolare per i combustibili fossili

L'importanza di un intervento volto a razionalizzare ed eliminare i sussidi è stato più volte sottolineato nei vari vertici del G20, tenutisi a partire dal 2009. Infatti, nel Summit G20 di Pittsburgh

del 2009, i Paesi si sono impegnati a razionalizzare ed eliminare nel medio termine gli inefficienti sussidi ai combustibili fossili che ne incoraggiano lo spreco.

In attuazione di questo impegno, a partire dal 2015, il G20 ha avviato un programma volontario di peer review di rapporti nazionali sui sussidi ai combustibili fossili (due Stati ogni anno: uno a economia avanzata e uno emergente). L'esercizio ha già visto coinvolti Cina e Usa nel 2016, Messico e Germania nel 2017. L'Italia si è impegnata a sottoporsi all'esame tra pari del G20 producendo un rapporto sui sussidi ai combustibili fossili nel 2018, in parallelo con l'Indonesia.

Dal punto di vista economico e ambientale, tutti i sussidi ai combustibili fossili sono inefficienti, in quanto non internalizzano l'impatto ambientale e sulla salute umana, e violano costantemente il principio "chi inquina paga". Da un punto di vista sociale, alcuni di questi sussidi giocano un ruolo rilevante a difesa di gruppi sociali in difficoltà o di settori economici vulnerabili o esposti alla competitività internazionale. Tuttavia, come indicato da numerose organizzazioni internazionali, quali ad esempio l'OCSE, è possibile utilizzare altri strumenti economici per poter aiutare le fasce meno abbienti della popolazione o settori produttivi meritevoli di sostegno, lasciando inalterato il segnale di prezzo dell'energia e delle risorse naturali.

È chiaro che, al fine di raggiungere l'obiettivo dell'Accordo di Parigi di mantenere entro 1,5° l'aumento della temperatura media del pianeta, è indispensabile che tutti i Paesi procedano a eliminare i sussidi ai combustibili fossili (in primis petrolio, gas naturale e carbone), diretti e indiretti.

Anche nell'ambito del G7, a Ise-Shima nel 2016, i Paesi hanno individuato la deadline al 2025 per la rimozione delle principali sovvenzioni ai combustibili fossili, invitando tutti i Paesi a seguirne l'esempio, con l'impegno alla rimozione dei sussidi ai combustibili fossili che la Commissione europea ha anticipato al 2020 nella Roadmap to a Resource Efficient Europe.

Il G7 Ambiente tenutosi a Bologna sotto presidenza italiana il 12-13 giugno 2017, ha ribadito l'impegno e i Paesi G7 hanno riconosciuto l'importanza dei "benefici derivanti dal monitoraggio dei progressi compiuti nella rimozione progressiva degli incentivi, compresi i sussidi, non coerenti con gli obiettivi di sostenibilità" e sostengono "tutti i Paesi interessati a esplorare gli approcci che consentano un migliore allineamento dei sistemi fiscali con gli obiettivi ambientali".

In Italia, un passo in questa direzione è rappresentato dall'elaborazione del "Catalogo dei sussidi ambientalmente dannosi e favorevoli", richiesto dal Parlamento al Ministero dell'Ambiente, documento conoscitivo per individuare quei sussidi che fanno danno o favoriscono l'ambiente, suggerendo così aree di intervento o di riforma per i raggiungimenti anche degli obiettivi di sviluppo sostenibile previsti dall'Agenda 2030 e gli obiettivi climatici previsti dall'Accordo di Parigi, potendo rendere disponibili nuove risorse finanziarie da investire nello sviluppo sostenibile del Paese.

Partendo dalla ricognizione dei sussidi ambientalmente dannosi, si intende individuare quelli che possono essere eliminati o comunque ridotti, anche alla luce della normativa Europea, delle regole di contabilità e dei pareri tecnici di MEF, MiPAAFT, MiSE, MIT e MATTM, al fine di favorire un ammodernamento in chiave ambientale degli strumenti di produzione, nonché incentivare la nascita di imprese innovatrici e di nuovi mercati. Tale cambiamento dovrà avvenire indicando ai comparti industriali e ai cittadini obiettivi chiari, fissando delle tappe di medio e lungo periodo. Un esempio riguarda i casi di riconversione di strumentazione inquinante e obsoleta, il passaggio verrà fatto utilizzando le tempistiche dei piani di ammortamento dei comparti interessati.

Grazie alla ricognizione dei sussidi, tuttavia, è possibile elaborare nuove proposte di riforma fiscale che spostino il carico fiscale dal lavoro e dalle imprese alle attività inquinanti e allo sfruttamento delle risorse naturali, così come auspicato dalle principali istituzioni internazionali.

Allo studio dell'Amministrazione Pubblica vi sono diverse strade da poter percorrere. Alcuni sussidi sono relativamente facili da riformare; altri hanno bisogno di approfondimenti; alcuni richiedono

accordi a livello europeo (ad es. quelli relativi alla differenziazione dell'IVA, le quote gratuite dell'ETS) o globale (ad es. esenzioni dei carburanti per il trasporto aereo e marittimo internazionali, legati alle convenzioni ICAO e IMO).

Tra le molte ipotesi in corso di valutazione, vi è la possibilità di una graduale riduzione annuale delle sovvenzioni nel settore energetico dannose per l'ambiente, con il riuso del gettito recuperato da reinvestire, almeno in parte, per compensare e incoraggiare la transizione energetica-ecologica nei settori direttamente coinvolti e per compensare i soggetti economici che ne usufruiscono per una maggiore accettabilità sociale della loro riduzione/eliminazione. In alternativa, il riutilizzo del gettito può essere indirizzato per investire in progetti di contrasto al cambiamento climatico, ridurre il cuneo fiscale su lavoro e redditi da capitale, abbattere il debito pubblico. Va sottolineato, tuttavia, che la valutazione finanziaria riportata potrebbe non corrispondere a entrate potenziali che il Governo potrebbe riscuotere o risparmiare in caso di rimozione delle sovvenzioni alle stesse fonti fossili. Nel giugno 2019 la Presidenza del Consiglio dei Ministri, sei Ministeri (MEF, MiPAAFT, MiSE, MIT, MATTM e della Salute), le Regioni e le Province autonome hanno siglato un Protocollo d'Intesa che istituisce il "Piano d'azione per il miglioramento della qualità dell'aria", contenente diverse misure finalizzate alla riduzione delle emissioni inquinanti con particolare riferimento ai comparti dei trasporti, dell'agricoltura e del riscaldamento domestico.

L'azione 1 delle misure trasversali del Protocollo prevede la razionalizzazione dei sussidi ambientalmente dannosi, mediante

- l'istituzione, entro 90 giorni, di un gruppo di lavoro interministeriale con la partecipazione delle Regioni, coordinato dal MEF, finalizzato a verificare l'impatto socio-economico dei sussidi ambientalmente dannosi e a individuare quelli non necessari;
- l'elaborazione, entro il 31 dicembre 2019, e presentazione alle parti di proposte normative volte alla razionalizzazione dei sussidi dannosi per l'ambiente e all'utilizzo delle relative risorse anche per la realizzazione di misure per il miglioramento della qualità dell'aria.

La Legge di Bilancio 2020 stabilisce che, entro il 31 gennaio 2020, si costituisca presso il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare una Commissione per lo studio e l'elaborazione di proposte per la transizione ecologica e per la riduzione dei sussidi ambientalmente dannosi.
La medesima Legge rimodula e innalza le accise gravanti sui prodotti energetici utilizzati per la produzione di energia elettrica con l'esplicito scopo di introdurre aliquote di accisa specifiche, determinate con riferimento al livello di emissioni nell'ambiente di gas responsabili dell'effetto serra e di polveri sottili. Tale aumento, che riguarda tutti i prodotti fossili appare rilevante in particolare per carbone lignite e coke. Resta ferma l'esenzione prevista per gli oli vegetali non modificati chimicamente.

3.2 Dimensione dell'efficienza energetica

Politiche, misure e programmi previsti volti a conseguire i contributi nazionali indicativi di efficienza energetica al 2030, nonché altri obiettivi di cui al punto 2.2 tra cui misure e strumenti (anche di natura finanziaria) previsti per migliorare la prestazione energetica degli edifici, in particolare per quanto riguarda gli aspetti seguenti:

i. regimi obbligatori di efficienza energetica e misure programmatiche alternative ai sensi degli articoli 7 bis e 7 ter e dell'articolo 20, paragrafo 6, della direttiva 2012/27/UE ed elaborati conformemente all'allegato II

L'Italia, al fine di raggiungere il risparmio di energia finale cumulato da conseguire nel periodo 2021-2030 ai sensi dell'articolo 7 della Direttiva EED, confermato pari a 51,4 Mtep rispetto ai 50,98 Mtep calcolati sulla base del consumo di energia finale medio nel triennio 2016-2018, si avvarrà dello schema d'obbligo basato sui Certificati Bianchi e di un set di misure alternative già a oggi attive, che saranno oggetto di revisione e potenziamento nei prossimi anni al fine di garantire il raggiungimento degli obiettivi prefissati.

Come emerso dalla consultazione della proposta di PNIEC, al fine di conseguire un miglioramento dell'efficacia nei regimi di sostegno vigenti si è orientati a promuovere una maggiore specializzazione degli strumenti per settori e per interventi, al fine di eliminare sovrapposizioni e concorrenzialità tra misure, concentrare le risorse, facilitare l'accesso, e massimizzare i risparmi.

In particolare, gli strumenti espressamente dedicati alla promozione dell'efficienza energetica in vigore e monitorati ai fini del conseguimento del target di risparmio di cui all'articolo 7 della Direttiva EED sono i seguenti:

- lo schema d'obbligo dei Certificati Bianchi;
- le detrazioni fiscali per gli interventi di efficienza energetica e il recupero del patrimonio edilizio esistente;
- il Conto Termico;
- il Fondo Nazionale per l'Efficienza Energetica (FNEE);
- il Piano Impresa 4.0;
- il Programma per la Riqualificazione Energetica degli edifici della Pubblica Amministrazione Centrale (PREPAC);
- il Programma di interventi di efficienza energetica promossi dalle politiche di coesione 2021-2027;
- il Piano nazionale di Informazione e Formazione per l'efficienza energetica (PIF);
- un set di misure per la mobilità sostenibile tra cui:
    - il rinnovo del parco veicoli del trasporto pubblico locale;
    - gli interventi di shift modale nel trasporto merci;
    - altre misure ancora da valorizzare in termini di risparmi nel settore trasporti (rinnovo parco veicoli privati e merci, shift modale persone e sviluppo infrastrutture trasporti).

Tutte le misure suddette, già operative a livello nazionale o in fase di avvio, saranno sinteticamente descritte nei seguenti paragrafi includendo per ciascuna di esse una stima dei risparmi attesi e delle risorse necessarie tali da soddisfare nel loro insieme gli obiettivi di risparmio settoriali illustrati al Par. 2.2.

La stima del risparmio derivante dalle misure sopra elencate, e contenuta nel presente capitolo, è svolta ipotizzando che il loro funzionamento e finanziamento sia prorogato fino al 2030.

Come accennato precedentemente, in Italia sono attive o previste numerose misure di promozione dell'efficienza energetica, in particolare nel settore dei trasporti, che potranno essere sottoposte a monitoraggio e rendicontazione a seguito degli approfondimenti a oggi in corso.

Si rimanda inoltre all'Allegato III del Regolamento (UE) 2018/1999 sulla Governance dell'Unione dell'energia (in cui si notifica delle misure e dei metodi adottati dagli stati membri per l'applicazione dell'articolo 7 della Direttiva 2012/27/UE) per maggiori approfondimenti e una trattazione dettagliata delle singole misure qui a seguito descritte (soggetti beneficiari, coinvolti e responsabili dell'attuazione, interventi ammissibili, metodi di calcolo del risparmio, monitoraggio, verifica e audit).

- **Certificati Bianchi**

Descrizione della misura

Per la descrizione della misura, si rimanda alla relazione dell'Allegato III del Regolamento (UE) 2018/1999 sulla Governance dell'Unione dell'energia.

Linee evolutive previste

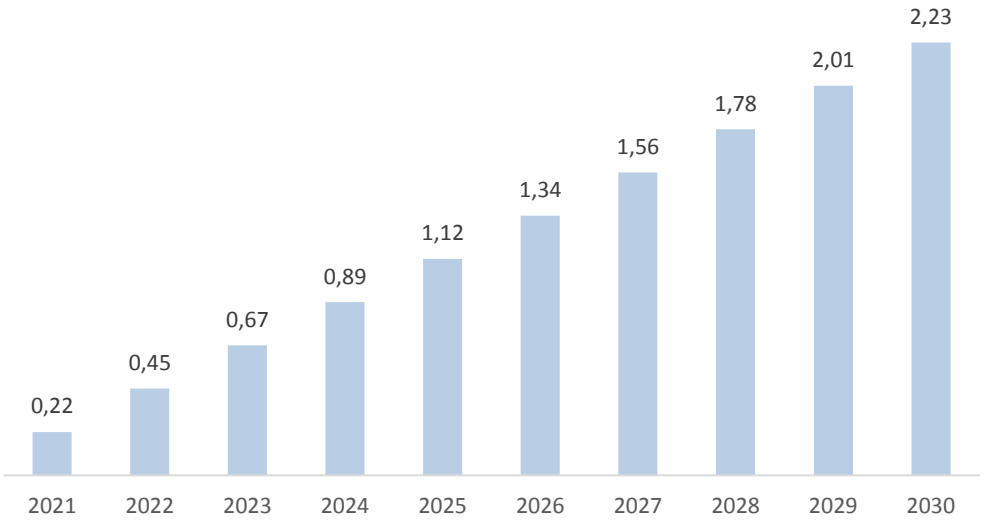
Si continuerà il processo di aggiornamento e potenziamento dei Certificati Bianchi nell'ottica della semplificazione, e dell'ottimizzazione delle metodologie di quantificazione e riconoscimento del risparmio energetico, della riduzione dei tempi per l'approvazione, l'emissione e l'offerta dei titoli sul mercato. Tali aspetti, risultati anche dalla consultazione pubblica, sono ritenuti fondamentali per il prosieguo efficace della misura nel periodo 2021-2030.

Infine, si sta anche valutando la possibilità di mettere in atto una riforma profonda del meccanismo. Tra i principali punti in fase di analisi vi è il possibile ampliamento della platea dei soggetti obbligati e l'eventuale modifica/integrazione del meccanismo del mercato dei titoli con altri complementari. Sul lato degli interventi ammissibili sarà fondamentale la più efficace promozione degli interventi nei settori civile e trasporti, anche tramite lo sviluppo delle misure comportamentali. Infine, come emerso dalle consultazioni, maggiore supporto sarà dedicato alla fase di formazione e informazione tramite la diffusione, per i vari settori e i vari interventi, di guide, banche dati con baseline predefinite e best practice approvate. Inoltre, sarà dedicata maggiore attenzione al supporto nei confronti degli operatori. Aspetti, questi ultimi, rilevanti al fine del necessario miglioramento della qualità dei progetti presentati, a beneficio anche del carico amministrativo sostenuto dal GSE.

Stima degli indicatori energetici ed economici

Al fine di stimare l'apporto del meccanismo dei Certificati Bianchi agli obiettivi di risparmio fissati dall'articolo 7, paragrafo 1, della Direttiva 2012/27/UE, si valutano i risparmi di energia finale che si stima verranno generati da nuovi progetti realizzati a partire dal 1° gennaio 2021 e continueranno a generare benefici fino almeno al 31 dicembre 2030. Nella Figura seguente si riporta una stima della generazione annuale di tali risparmi pari a circa 12,3 Mtep di energia finale in valore cumulato.

Figura 30 - Risparmi annui di energia finale attesi da nuovi interventi promossi con il meccanismo dei Certificati Bianchi (Mtep)



In termini di investimenti mobilitati per la generazione dei risparmi suddetti si stimano circa 111,2 mld€ nel periodo 2021-2030, a fronte di un impegno di spesa per lo Stato, dovuta alla promozione degli interventi eseguiti, stimata pari a 5,6 mld€.

- **Detrazioni fiscali per la riqualificazione energetica e il recupero del patrimonio edilizio**

Descrizione della misura

Per la descrizione della misura, si rimanda alla relazione dell'Allegato III del Regolamento (UE) 2018/1999 sulla Governance dell'Unione dell'energia.

Linee evolutive previste

Allo stato attuale è in fase di valutazione un percorso di stabilizzazione per le detrazioni fiscali per la riqualificazione energetica e per la ristrutturazione degli edifici, per un periodo almeno triennale.

Al fine di rafforzare la misura, massimizzare i risultati e ottimizzare le risorse, si intende integrare il meccanismo dell'Ecobonus, del Sismabonus e del bonus casa in un unico meccanismo. Quest'ultimo prevedrà, per gli interventi che hanno effetto sulla prestazione energetica degli edifici, un beneficio modulato in relazione al risparmio atteso, considerando l'intera vita tecnica dell'intervento, al fine di premiare quelli con il miglior rapporto costo-efficacia e aumentare la propensione verso interventi radicali sull'edificio (deep renovation), ivi compresi quelli che includono il miglioramento sismico.

Infine, in attuazione dell'articolo 1, comma 3, lettera a) della Legge di Bilancio 2018, è in fase di predisposizione la disposizione attuativa per la creazione di una sezione specifica nell'ambito del Fondo nazionale dell'Efficienza Energetica per la concessione di garanzie agli istituti di credito che erogano mutui a privati cittadini o a condomini per l'esecuzione di interventi di efficientamento energetico della propria unità immobiliare o dell'intero edificio, in sinergia con i meccanismi fiscali

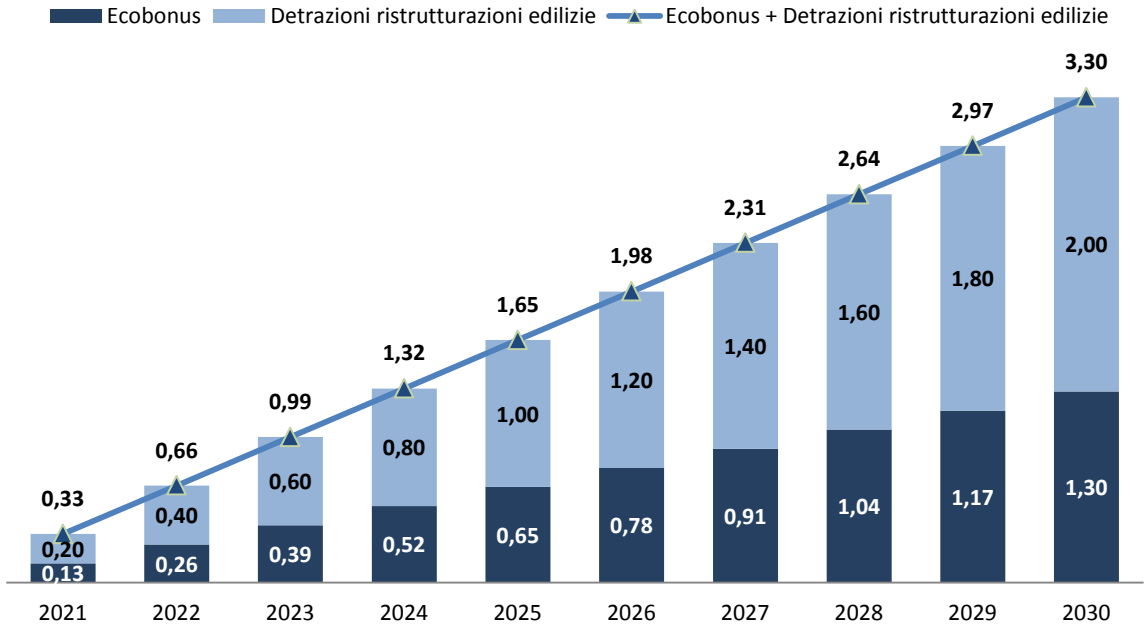
descritti. Tale misura contribuirà al superamento di una delle principali barriere all'esecuzione di interventi di riqualificazione energetica: l'investimento iniziale.

Stima degli indicatori energetici ed economici

I risultati ottenuti dall'attivazione dello strumento a oggi sono stati notevoli e permettono di effettuare una stima sul potenziale di risparmio del meccanismo negli anni futuri e fino al 2030. Nella Figura seguente si riporta la stima dei risparmi annui conseguibili fino al 2030.

L'apporto complessivo della misura agli obiettivi suddetti è pari a circa 18,15 Mtep di energia finale in valore cumulato.

Figura 31- -Risparmi di energia finale previsti per le detrazioni fiscali (Mtep)



In termini di investimenti mobilitati per la generazione dei risparmi suddetti si stimano circa 82,5 mld€ nel periodo 2021-2030, a fronte di un impegno di spesa per lo Stato dovuta alla promozione degli interventi eseguiti stimata pari a 45,4 mld€.

- **Conto Termico**

Descrizione della misura

Per la descrizione della misura, si rimanda alla relazione dell'Allegato III del Regolamento (UE) 2018/1999 sulla Governance dell'Unione dell'energia.

Linee evolutive previste

Come emerso anche dalla consultazione pubblica, al fine di evitare frammentazione e sovrapposizioni tra gli strumenti di promozione dell'efficienza energetica, si intende specializzare il meccanismo del Conto Termico per la riqualificazione energetica e per il recupero edilizio in ambito non residenziale, ovvero nel settore terziario sia pubblico che privato. Si intende proseguire l'impegno per la semplificazione dell'accesso al meccanismo da parte della Pubblica Amministrazione, anche attraverso la promozione del modello ESCo e l'utilizzo di contratti di tipo EPC. Inoltre, si valuterà l'ampliamento degli interventi ammissibili, prendendo anche in considerazione gli interventi di allaccio a sistemi di TLR efficiente.

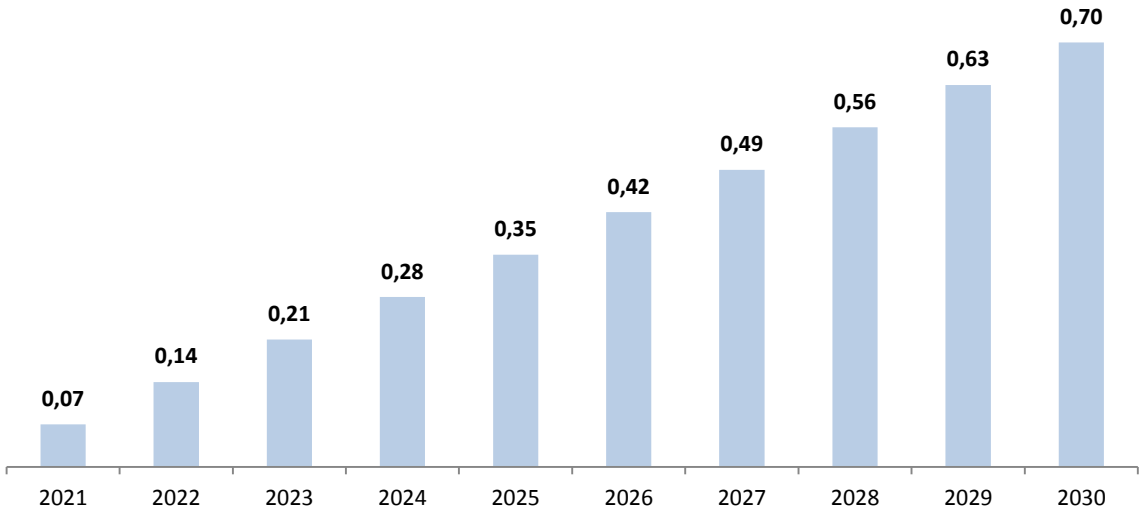
Stima degli indicatori energetici ed economici

Nel periodo di funzionamento del Conto Termico, si è osservato un trend crescente che ha visto i primi significativi risultati riconducibili al nuovo assetto del meccanismo nel 2016, anno in cui si è registrato un incremento pari all'81% delle richieste pervenute rispetto al 2015, cui corrisponde un incremento dell'80% degli incentivi richiesti. Nel 2017, l'incremento delle richieste pervenute è stato addirittura pari al 289% rispetto all'anno precedente, confermando un trend estremamente positivo per il meccanismo, specialmente per quanto riguarda le domande presentate dalla PA.

I risultati ottenuti dall'attivazione dello strumento a oggi permettono di effettuare una stima sul potenziale di risparmio del meccanismo negli anni futuri e fino al 2030. Nella Figura seguente si riporta la stima dei risparmi annui conseguibili fino al 2030.

L'apporto complessivo della misura agli obiettivi suddetti è pari a circa 3,85 Mtep di energia finale in valore cumulato.

Figura 32 - Risparmi di energia finale previsti per il Conto Termico (Mtep)



In termini di investimenti mobilitati per la generazione dei risparmi suddetti si stimano circa 17,5 mld€ nel periodo 2021-2030, a fronte di un impegno di spesa per lo Stato dovuta alla promozione degli interventi eseguiti stimata pari a 7,5 mld€.

- **Fondo Nazionale per l'Efficienza Energetica**

Descrizione della misura

Per la descrizione della misura, si rimanda alla relazione dell'Allegato III del Regolamento (UE) 2018/1999 sulla Governance dell'Unione dell'energia.

Linee evolutive previste

Al fine di accrescere la capacità del Fondo di promuovere gli interventi di efficienza energetica, sarà incrementata la dotazione finanziaria oggi disponibile, favorendo il versamento delle risorse destinate all'efficienza energetica gestite dalle amministrazioni centrali e locali (fondi strutturali fondi europei di investimento) e orientando il meccanismo verso la promozione di interventi nel settore civile (sia residenziale che terziario) e dei trasporti. A tal fine, nel 2019 parte delle risorse del "Fondo per il finanziamento degli investimenti e lo sviluppo infrastrutturale del Paese", istituito dalla Legge di Bilancio per il 2017 e rifinanziato con la Legge di Bilancio per il 2018, è stata destinata all'incremento degli stanziamenti per il Fondo nazionale per l'efficienza energetica. La dotazione finanziaria aggiuntiva suddetta, per il periodo 2021-2030, è pari a 733 mln €.

Come è emerso dalla consultazione pubblica si dovranno favorire le aggregazioni di progetti anche mediante piattaforme o gruppi di investimento. Sarà, inoltre, importante prevedere azioni divulgative per rendere più conosciuto e fruibile lo strumento.

Inoltre, come già detto nel paragrafo relativo alle detrazioni fiscali, è in fase di predisposizione una nuova sezione del fondo, finalizzata a offrire garanzie su interventi di finanziamento delle riqualificazioni energetiche degli edifici da parte di istituti di credito.

Infine, sarà valutato l'ampliamento delle tipologie di supporto finanziario ed economico offerte dal Fondo, in maniera da massimizzare l'efficacia delle risorse disponibili.

Stima degli indicatori energetici ed economici

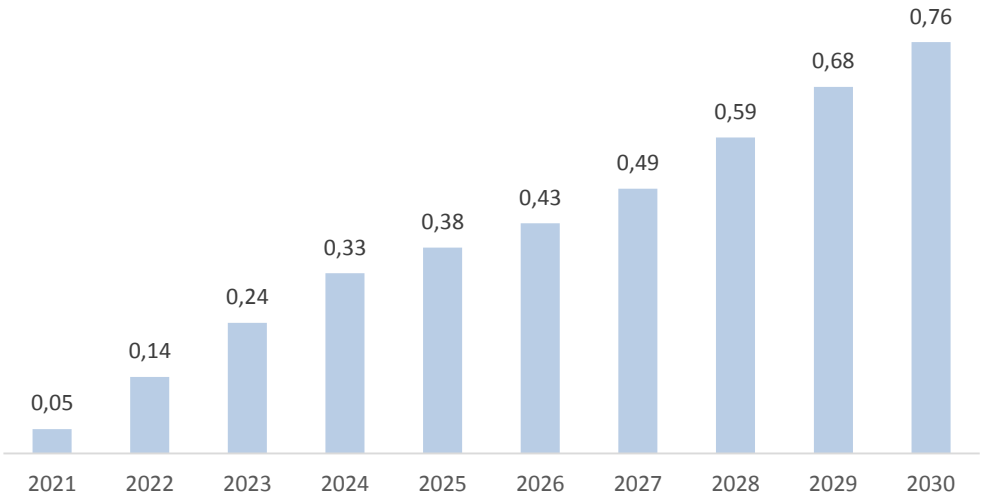
Il Fondo è pienamente operativo dal maggio 2019.

Non avendo a disposizione i risultati del funzionamento dei periodi precedenti, si effettua la stima del risparmio aggiuntivo annuo, dovuto a nuovi interventi, sulla base del mix di interventi previsto dal Fondo e sulle risorse che la norma mette a disposizione.

Nella Figura successiva si riporta la stima dei risparmi annui conseguibili fino al 2030.

L'apporto complessivo della misura agli obiettivi suddetti è pari a circa 4,09 Mtep di energia finale in valore cumulato.

Figura 33 - Risparmi di energia finale previsti per il Fondo Nazionale per l'Efficienza Energetica (Mtep)



In termini di investimenti mobilitati per la generazione dei risparmi suddetti si stimano circa 4,4 mld€ nel periodo 2021-2030, a fronte di un impegno per lo Stato a incrementare la dotazione del Fondo di almeno 80 mln€ l'anno nello stesso periodo.

- **Piano Impresa 4.0**

Descrizione della misura

Per la descrizione della misura, si rimanda alla relazione dell'Allegato III del Regolamento (UE) 2018/1999 sulla Governance dell'Unione dell'energia.

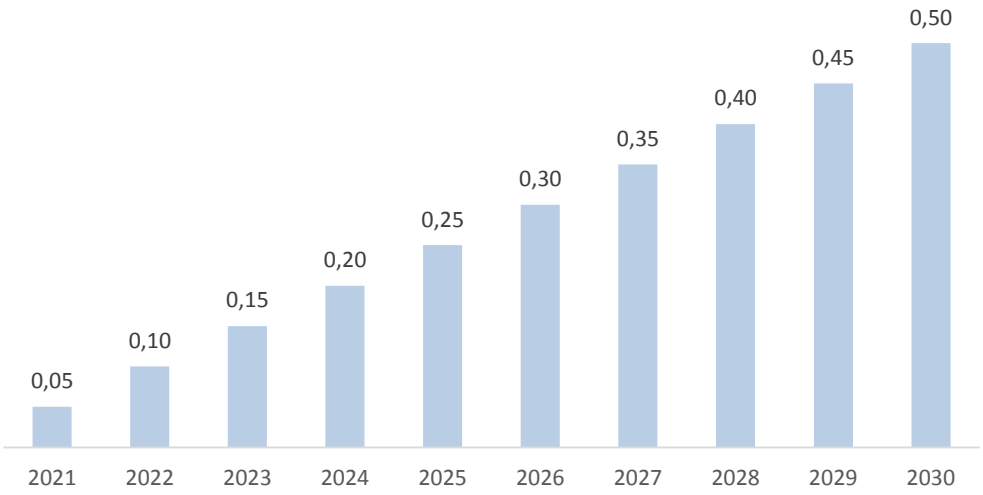
Linee evolutive previste

La Legge di Bilancio 2020 (Legge 27 dicembre 2019, n.160) cambia la disciplina vigente riguardante Piano Impresa 4.0, introducendo un nuovo credito d'imposta per le spese sostenute a titolo di investimento in beni strumentali nuovi. Il provvedimento riguarda tutte le imprese e, con riferimento ad alcuni investimenti, anche i professionisti. Il credito viene riconosciuto con aliquota differenziata secondo la tipologia di beni oggetto dell'investimento e copre gli investimenti in beni strumentali nuovi, ivi compresi i beni immateriali funzionali alla trasformazione tecnologica secondo il modello Industria 4.0.

Stima degli indicatori energetici ed economici

Per gli interventi di efficientamento energetico effettuati in conformità al Piano Impresa 4.0 si è stimato un risparmio cumulato al 2030 pari a 2,8 Mtep di energia finale, ipotizzando che le misure sopra descritte del Piano Industria 4.0, o similari, rimangano attive fino al 2030.

Figura 34 - Risparmi di energia finale previsti per Piano impresa 4.0 (Mtep)



In termini di investimenti mobilitati per la generazione dei risparmi suddetti si stimano circa 2,5 mld€ nel periodo 2021-2030, a fronte di un impegno di spesa per lo Stato dovuta alla promozione degli interventi eseguiti stimata pari a 0,5 mld€.

- **Programma di Riqualificazione Energetica della Pubblica Amministrazione Centrale (PREPAC)**

Descrizione della misura

Per la descrizione della misura, si rimanda alla relazione dell'Allegato III del Regolamento (UE) 2018/1999 sulla Governance dell'Unione dell'energia.

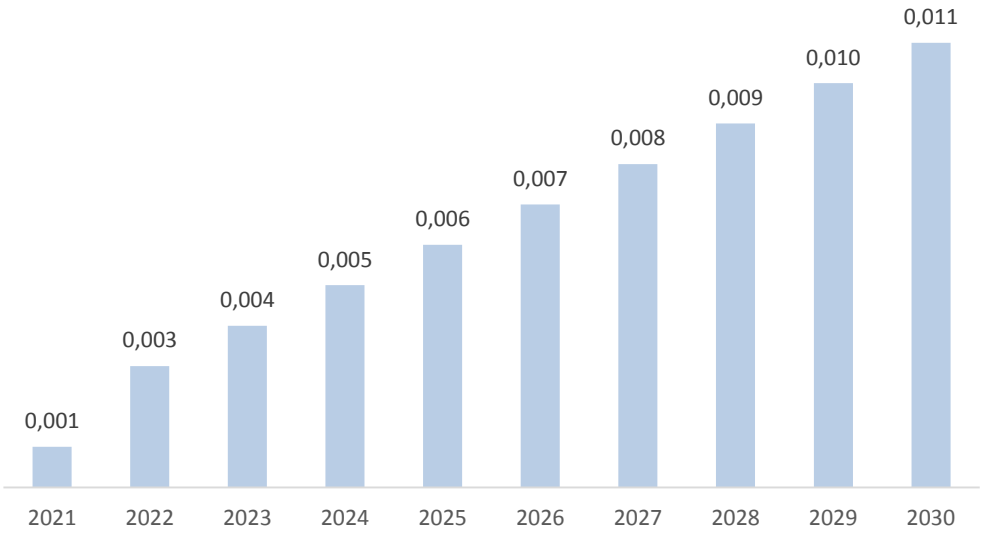
Linee evolutive previste

La misura sarà rifinanziata per il periodo 2021-2030 e saranno inoltre messi in atto interventi di aggiornamento e potenziamento volti a semplificare l'attività amministrativa, sfruttando le sinergie tra le amministrazioni pubbliche coinvolte nella gestione e prevedendo lo sviluppo di adeguati supporti informatici gestionali.

Stima degli indicatori energetici ed economici

Per gli interventi di efficientamento energetico effettuati in conformità al PREPAC si è stimato un risparmio cumulato al 2030 pari a 0,1 Mtep di energia finale, derivanti da nuovi progetti realizzati a partire dal 1 gennaio 2021.

Figura 35 - Risparmi annui di energia finale attesi dal PREPAC (Mtep)



In termini di investimenti mobilitati per la generazione dei risparmi suddetti si stimano circa 0,32 mld€ nel periodo 2021-2030, a fronte di un impegno di spesa per lo Stato dovuta alla promozione degli interventi eseguiti stimata pari a 0,29 mld€.

- **Politiche di coesione**

Descrizione della misura

Per la descrizione della misura, si rimanda alla relazione dell'Allegato III del Regolamento (UE) 2018/1999 sulla Governance dell'Unione dell'energia.

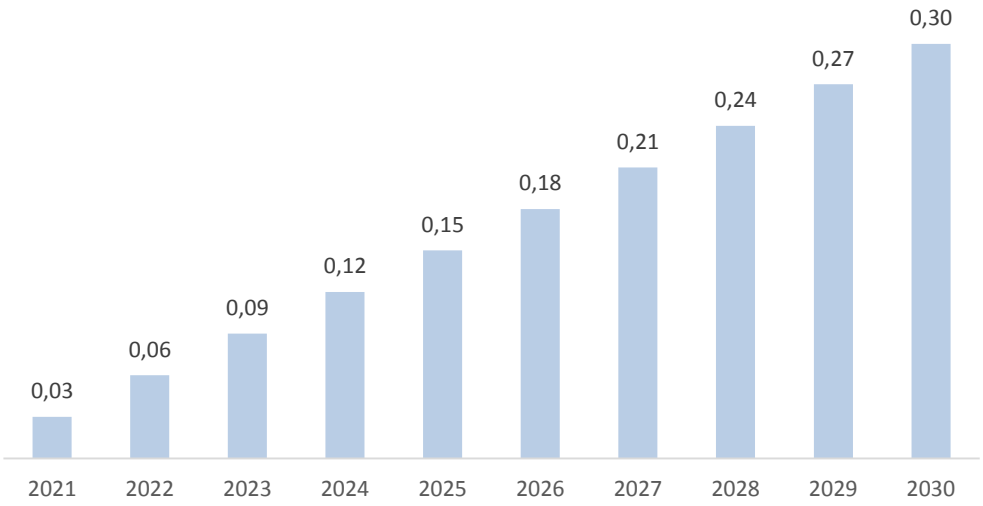
Linee evolutive previste

Per le linee di indirizzo si fa riferimento agli orientamenti in materia di investimenti finanziati dalla politica di coesione 2021-2027 per l'Italia riportati in Allegato D del c.d. Country report della Commissione del 27 febbraio 2019, come citato nella relazione dell'Allegato III del Regolamento (UE) 2018/1999 sulla Governance dell'Unione dell'energia.

Stima degli indicatori energetici ed economici

Per gli interventi di efficientamento energetico effettuati grazie all'ausilio delle politiche di coesione si è stimato un risparmio cumulato al 2030 pari a 1,7 Mtep di energia finale

Figura 36- Risparmi annui di energia finale attesi dalle politiche di coesione (Mtep)



- **Programmi d'informazione e formazione dei consumatori**

Descrizione della misura

Per la descrizione della misura, si rimanda alla relazione dell'Allegato III del Regolamento (UE) 2018/1999 sulla Governance dell'Unione dell'energia.

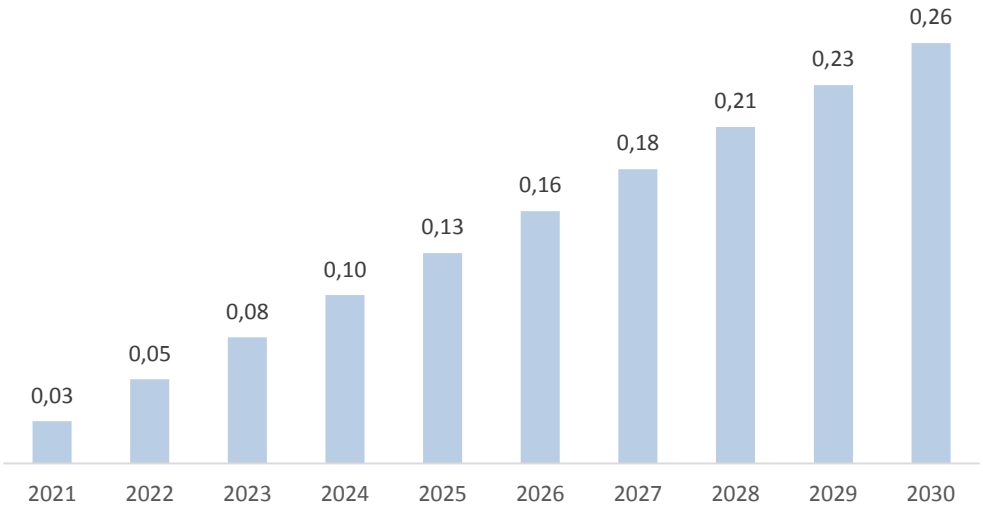
Linee evolutive previste

Nel periodo 2021-2030 sarà attribuita ulteriore importanza alle attività di informazione e formazione, e si valuterà pertanto l'avvio di un nuovo programma sulla scorta dell'esperienza maturata con quello attualmente nella fase conclusiva. Sarà inoltre approfondito il tema del monitoraggio dei risparmi generati con le politiche di sensibilizzazione, al fine di offrire un supporto sempre più solido alle decisioni in tale ambito, oltre che ai fini del conseguimento degli obiettivi di efficienza energetica.

Stima degli indicatori energetici ed economici

Per gli interventi di efficientamento energetico effettuati grazie ai Programmi d'informazione e formazione dei consumatori, si è stimato un risparmio cumulato al 2030 pari a 1,4 Mtep di energia finale.

Figura 37- Risparmi annui di energia finale attesi dal programma di informazione e formazione (Mtep)



Misure nel settore dei trasporti

Sono molte le misure nazionali e locali attive nel settore dei trasporti e finalizzate alla riduzione dei consumi e delle emissioni. Nel presente paragrafo sono elencate, per tipologia di target, le misure principali che contribuiscono e contribuiranno al conseguimento degli obiettivi di efficienza energetica e di decarbonizzazione nei prossimi anni. Maggiori informazioni su questo tema sono contenute nella Relazione prevista all'Allegato III del Regolamento (UE) 2018/1999 sulla Governance dell'Unione dell'energia e inviata contestualmente alla versione definitiva del presente Piano.

In particolare, ai fini del raggiungimento del target minimo di risparmio energetico fissato dall'articolo 7, paragrafo 1, lettera b) della EED, l'Italia punta su due tipologie di misure:

- il rinnovo del parco veicoli del trasporto pubblico locale;
- gli interventi di shift modale nel trasporto merci.

- **Rinnovo del parco veicoli adibiti al trasporto pubblico locale**

Descrizione della misura

Per la descrizione della misura, si rimanda alla relazione dell'Allegato III del Regolamento (UE) 2018/1999 sulla Governance dell'Unione dell'energia

Linee evolutive previste

Ci si propone di accelerare quanto previsto al comma 10 dell'articolo 18 del D.Lgs. 257/2016 (recepimento della Direttiva DAFI) prevedendo che le pubbliche amministrazioni, gli enti e le istituzioni da esse dipendenti o controllate, le Regioni, gli enti locali e i gestori di servizi di pubblica utilità per le attività svolte nelle province ad alto inquinamento di particolato PM_{10}, al momento della sostituzione del rispettivo parco autovetture, autobus e mezzi di servizio di pubblica utilità, ivi compresi quelli per la raccolta dei rifiuti urbani, siano obbligati all'acquisto di almeno il 30% entro il 2022, il 50% entro il 2025 e l'85% entro il 2030 di veicoli elettrici e veicoli ibridi con ricarica esterna, a metano e a idrogeno, nonché elettrici o metano nel caso degli autobus. Nel caso di rinnovo dei parchi mezzi utilizzati per il trasporto pubblico locale tale vincolo è riferito solo ai servizi urbani. La percentuale è calcolata sugli acquisti programmati su base triennale a partire dalla data di

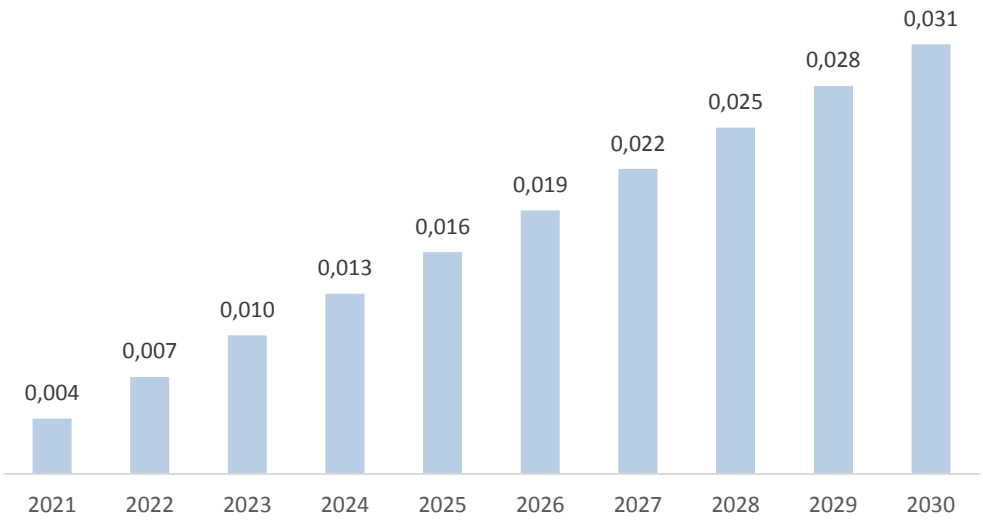
riferimento. Per l'efficacia della norma, inoltre, si continua a prevedere che le gare pubbliche che non ottemperano a tale previsione siano nulle.

La Legge 12 dicembre 2019, n.141, che ha convertito il Decreto Legge 14 ottobre 2019, n.111, ha introdotto misure a favore del rinnovo dei veicoli adibiti al trasporto pubblico locale (TPL). In particolare, il decreto autorizza la spesa di 10 mln€ per ciascuno degli anni 2020 e 2021 per il finanziamento degli investimenti necessari alla realizzazione di progetti sperimentali per introdurre mezzi di trasporto ibridi o elettrici nel servizio di trasporto scolastico per la scuola dell'infanzia statale e comunale e per le scuole statali del primo ciclo di istruzione. La misura è riservata ai comuni o alle aggregazioni di comuni con popolazione superiore a cinquantamila abitanti interessati dalla Procedura di infrazione comunitaria n.2014/2147 del 10 luglio 2014 e n.2015/2043 del 28 maggio 2015 per la non ottemperanza agli obblighi previsti dalla Direttiva 2008/50/CE sulla qualità dell'aria e sono riferiti a un ambito territoriale. La misura è finanziata mediante una quota parte dei proventi delle aste delle quote di emissione di CO_2 destinata al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, versata dal GSE ad apposito capitolo del Bilancio dello Stato. Mediante tale fonte di finanziamento e limitatamente ai sopra citati comuni, la Legge 12 dicembre 2019, n.141, ha previsto anche lo stanziamento di 20 mln€ per ciascuno degli anni 2020 e 2021 per la realizzazione di progetti per la creazione, l'ammodernamento e la messa a norma di corsie preferenziali riservate al TPL.

Stima degli indicatori energetici ed economici

Si è stimato che, per effetto delle misure previste per il rinnovo dei veicoli pubblici adibiti al trasporto persone, si otterrà un risparmio cumulato al 2030 pari a 0,2 Mtep di energia finale.

Figura 38 - Risparmi annui di energia finale attesi dal rinnovo del parco mezzi del trasporto pubblico locale (Mtep)



- **Shift modale nell'ambito del trasporto delle merci**

Descrizione della misura

Per la descrizione della misura, si rimanda alla relazione dell'Allegato III del Regolamento (UE) 2018/1999 sulla Governance dell'Unione dell'energia.

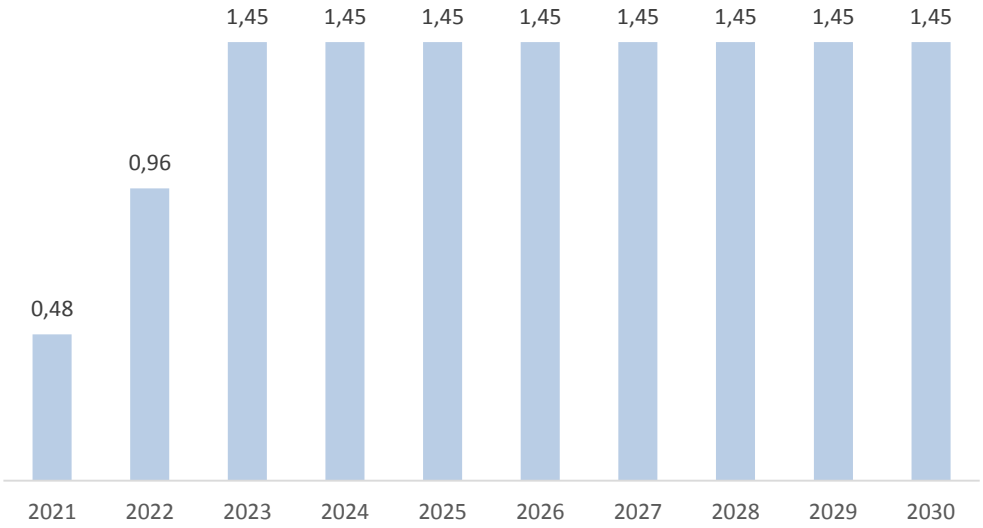
Linee evolutive previste

Il Marebonus e il Ferrobonus sono misure fondamentali per l'efficienza energetica nel settore dei trasporti, poiché lo shift modale rappresenta un intervento altamente efficace in termini di rapporto tra costi e benefici. Sarà quindi importante rilanciarle per il periodo 2021-2030, prevedendo un aggiornamento e un potenziamento in relazione all'esperienza condotta, e migliorando le attività di monitoraggio al fine del conteggio del risparmio energetico conseguito. Il D.L. n.124 del 2019 convertito con la Legge 19 dicembre 2019, n.157 (c.d. D.L. Fiscale 2020) ai fini del miglioramento ambientale e della promozione dello sviluppo di forme di trasporto merci più sostenibili autorizza una spesa di 2 mln€ per l'anno 2020 e di 5 mln€ per ciascuno degli anni 2021 e 2022, per la valorizzazione del trasporto merci su idrovie interne e per vie fluvio marittime.

Stima degli indicatori energetici ed economici

Si è stimato che, per effetto delle misure previste per favorire lo shift modale nell'abito del trasporto delle merci, si otterrà un risparmio cumulato al 2030 pari a circa 13 Mtep di energia finale.

Figura 39 - Risparmi annui di energia finale attesi dallo Shift modale delle merci (Mtep)



- **Altre misure previste per la promozione della mobilità sostenibile**

Di seguito sono elencate una serie di ulteriori misure volte a favorire la mobilità sostenibile in termini di incentivi e infrastrutture, nonché la decarbonizzazione e il cambiamento comportamentale nel settore dei trasporti. Tali misure non sono, tuttavia, state considerate nella stima dei risparmi energetici ai fini del raggiungimento del target minimo fissato dall'articolo 7, paragrafo 1, lettera b) della EED.

- **Rinnovo dei veicoli privati adibiti al trasporto persone**

L'Italia, con la Legge n. 134 del 2012, ha dato impulso allo sviluppo della mobilità mediante veicoli a basse emissioni. La legge, infatti, prevedeva tra l'altro la predisposizione di un Piano Nazionale Infrastrutturale per la Ricarica dei veicoli alimentati a energia Elettrica (PNIRE) che fornisse le indicazioni per una pianificazione a livello nazionale per garantire una distribuzione omogenea su tutto il territorio di una rete di ricarica integrata e interoperabile.

Pertanto, ancor prima della pubblicazione della Direttiva europea 94/14 è stato approvato il PNIRE (DPCM del 26 settembre 2014), successivamente aggiornato con DPCM del 18 aprile 2016 (attualmente vigente).

Il Piano ha come oggetto la realizzazione di reti infrastrutturali per la ricarica dei veicoli alimentati a energia elettrica e interventi di recupero del patrimonio edilizio mirati allo sviluppo delle medesime reti.

Il Piano, oltre a chiarire il concetto di servizio di ricarica, ha attuato le disposizioni della Legge n.134 del 2012 in merito ai finanziamenti da destinare per la realizzazione di reti di ricarica a livello nazionale, stanziando circa 33 mln€ in due fasi:

FASE 1 - Il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti tramite un bando destinato a tutte le Regioni ha assegnato, con il D.M. 7/11/2014 n.469, circa 4,5 mln€ a favore di progetti per infrastrutture nelle principali aree urbane del paese caratterizzate da un'alta congestione di traffico.

Attraverso tali progetti si prevede l'installazione di circa 700 punti di ricarica in oltre 100 comuni del territorio nazionale. Al momento il 50% dei punti di ricarica sono stati installati.

I progetti hanno inoltre permesso di attivare le prime azioni di comunicazione e informazione diffuse su scala nazionale sulle politiche dedicate alla mobilità elettrica. A tal riguardo, sembra necessario riportare a sistema tutte le iniziative nazionali e regionali sulla mobilità elettrica, la ricognizione delle infrastrutture di ricarica rientranti nel PNIRE e prevedere un potenziamento e una concentrazione delle risorse disponibili su progetti strategici per lo sviluppo della rete di ricarica nazionale.

FASE 2 - Con DPCM del 1° febbraio 2018 è stato approvato l'Accordo di Programma tra il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, le Regioni e le Province autonome finalizzato a individuare i programmi di intervento per la realizzazione di reti di ricarica diffuse sul territorio nazionale volte a favorire la diffusione dei veicoli alimentati a energia elettrica.

Con tale Accordo il Ministero mette a disposizione circa 28 mln€ ai quali sono da aggiungere ulteriori finanziamenti delle Regioni da un minimo del 50% fino a un massimo del 65%, che portano il piano di investimenti a un valor stimabile di oltre 70 mln€ complessivo.

Nello specifico, con tali finanziamenti il Ministero supporta gli enti locali nella implementazione di reti di ricarica in aree metropolitane e aree non metropolitane nell'ambito dei seguenti 4 filoni, ritenuti prioritari per lo sviluppo della mobilità elettrica, visti anche gli esempi delle principali esperienze comunitarie e internazionali che hanno incentrato le politiche di mobilità sull'incentivo di forme di mobilità a zero emissioni:

a. Infrastrutture di ricarica pubbliche;
b. Impianti distribuzione carburante;
c. Infrastrutture di ricarica private accessibili al pubblico (autorimesse, parcheggi di struttura, ecc.);
d. Infrastrutture di ricarica domestica.

Il Ministero, inoltre, validando alcuni progetti nell'ambito delle Call CEF che prevedono l'infrastrutturazione delle reti stradali e autostradali TEN-T monitora e coordina la realizzazione di oltre 300 infrastrutture di ricarica di tipo veloce (e ultra veloce) presso i distributori di carburante nelle stazioni di servizio stradale e autostradale.

Il Piano Nazionale Infrastrutturale per la Ricarica dei veicoli alimentati a energia Elettrica (PNIRE) è attualmente in fase di aggiornamento in un'ottica integrata, che considera anche altre misure di sostegno alla domanda di veicoli elettrici, nonché di potenziamento e fruibilità delle infrastrutture.

Si sta, inoltre, valutando la possibilità di coordinare lo sviluppo delle infrastrutture di ricarica con i piani di razionalizzazione della rete carburanti.

Il Governo intende poi promuovere una progressiva riduzione di autoveicoli con motori diesel e benzina, al fine contenere le emissioni inquinanti e conseguire gli obiettivi dell'accordo di Parigi sui cambiamenti climatici. A tale scopo si intende rivedere gradualmente i sistemi fiscali sul trasporto (tassa immatricolazione, tassa di possesso, imposte sui carburanti, ecc.). Per quanto riguarda la tassa di possesso, una sua eventuale revisione allo scopo di legare la sua determinazione all'effettivo utilizzo del mezzo sarà valutata nell'ambito del dibattito avviato sul tema in sede comunitaria. Si intendono, inoltre, studiare ulteriori modalità di finanziamento per favorire i veicoli a basse emissioni. Sono stati introdotti primi contributi pubblici all'acquisto di veicoli a bassissima emissione di CO_2 (si veda paragrafo 3.1.3, punto iii.).

Inoltre, la Legge 30 dicembre 2018 n.145 (Legge di Bilancio 2019), come modificata dal Decreto Legge n.34 del 30 aprile 2019 (D.L. Crescita) ha stabilito che, coloro i quali, nell'anno 2019, acquistano, anche in locazione finanziaria, e immatricolano in Italia un veicolo elettrico o ibrido nuovo di fabbrica delle categorie L1e, L2e, L3e, L4e, L5e, L6e e L7e e che consegnano per la rottamazione un veicolo, appartenente a una delle suddette categorie, di cui siano proprietari o intestatari da almeno dodici mesi ovvero di cui sia intestatario o proprietario, da almeno dodici mesi, un familiare convivente, hanno diritto a un contributo pari al 30 per cento del prezzo di acquisto, fino a un massimo di 3.000 euro nel caso in cui il veicolo consegnato per la rottamazione sia della categoria Euro 0, 1, 2 o 3.

La disciplina applicativa dell'incentivo è stata stabilita dal Ministero dello Sviluppo Economico con Decreto Ministeriale del 20 marzo 2019.

La Legge 12 dicembre 2019, n.141, che ha convertito il Decreto Legge 14 ottobre 2019, n.111, istituisce il fondo denominato "Programma sperimentale buono mobilità" con una dotazione di 5 mln€ per l'anno 2019, 70 mln€ per l'anno 2020, 70 mln€ per l'anno 2021, 55 mln€ per l'anno 2022, 45 mln€ per l'anno 2023 e 10 mln€ per l'anno 2024. La misura è riservata ai residenti nei comuni interessati dalla procedura di infrazione comunitaria n. 2014/2147 del 10 luglio 2014 e n. 2015/2043 del 28 maggio 2015 per la non ottemperanza agli obblighi previsti dalla Direttiva 2008/50/CE che rottamano autovetture omologate fino alla classe Euro 3 o motocicli omologati fino alla classe Euro 2 ed Euro 3 a due tempi. A tali soggetti è riconosciuto un buono mobilità di 1.500 euro per ogni autovettura o di 500 euro per motociclo rottamati. Tale buono può essere utilizzato entro tre anni per l'acquisto, anche a favore di persone conviventi, di abbonamenti al trasporto pubblico locale e regionale e di biciclette anche a pedalata assistita. La misura è finanziata mediante una quota parte dei proventi delle aste delle quote di emissione di CO_2 destinata al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, versata dal GSE ad apposito capitolo del Bilancio dello Stato.

Diverse iniziative pilota sono state attivate, come ad esempio gli incentivi per l'acquisto di auto elettriche o ibride per alcune Forze dell'ordine adibite alla vigilanza nelle aree protette. In particolare, si intende destinare una somma di 10 mln€ per l'acquisto di circa 220 autovetture alimentate a energia elettrica o ibride (circa l'80% destinate all'Arma dei Carabinieri e il restante 20% alle Capitanerie di Porto), che saranno funzionali ad attività di vigilanza e di monitoraggio delle aree naturali protette. L'iniziativa assume anche valenza di promozione dell'utilizzo delle autovetture alimentate a energia elettrica o ibride, considerato che le aree naturali protette sono visitate ogni anno da oltre 100 milioni di persone.

La Legge di Bilancio 2020 ha stabilito che le pubbliche amministrazioni sono tenute, in occasione del rinnovo dei veicoli in dotazione tramite acquisto o noleggio di almeno due veicoli, a procedere, dal 1° gennaio 2020, all'acquisto o al noleggio, in misura non inferiore al 50%, di veicoli adibiti al trasporto su strada alimentati ad energia elettrica, ibrida o a idrogeno, nei limiti delle risorse di

bilancio destinate a tale tipologia di spesa. Sono, inoltre, destinate risorse pari a 3 mln€ per l'anno 2020, nel rispetto della normativa dell'Unione europea in materia di aiuti di Stato, al rinnovo del parco veicolare delle imprese attive sul territorio italiano iscritte al Registro elettronico nazionale.

La Legge di Bilancio 2020, inoltre, inasprisce, a partire da luglio 2020, la tassazione del beneficio accessorio sulle auto aziendali maggiormente inquinanti e di nuova immatricolazione. Il beneficio accessorio scende al 25% sulle auto aziendali con emissioni di CO_2 inferiori a 60 g/km; resta al 30% per quelle con emissioni superiori a 60 g/km fino a 160 g/km. Per i veicoli con emissioni superiori a 160 g/km fino a 190 g/km, la percentuale passa al 40% (50% dal 2021), mentre per tutte le auto con emissioni superiori a 190 g/km sale al 50% (60% dal 2021).

Il D.L. n. 124 del 2019, convertito con la Legge 19 dicembre 2019, n.157 (c.d. D.L. Fiscale 2020) estende l'applicazione dell'aliquota IVA super ridotta al 4% alla cessione di autoveicoli e motoveicoli ibridi ed elettrici a soggetti con ridotte o impedite capacità motorie permanenti, a soggetti non vedenti, a soggetti sordomuti e ai loro familiari, nonché alle spese per le prestazioni rese dalle officine per adattare tali veicoli alle esigenze dei conducenti. È, inoltre, prevista l'esenzione dall'imposta erariale di trascrizione, dell'addizionale provinciale all'imposta erariale di trascrizione e dell'imposta di registro sugli atti traslativi o dichiarativi.

Per quanto concerne le misure regolatorie, si introdurranno limiti e regole in merito alle soste, agli accessi in determinate zone e ai parcheggi, che promuovano l'utilizzo di veicoli a bassa emissione di CO_2 o alimentati con fonti energetiche rinnovabili, ivi compreso il biometano. Si valorizzeranno e rafforzeranno, inoltre, le iniziative di regolamentazione locale quali, ad esempio le limitazioni alla circolazione dei veicoli inquinanti nelle aree urbane, con accesso libero dei veicoli a combustibili alternativi e in particolare elettrici alle zone a traffico limitato, limiti di velocità, corsie preferenziali e parcheggi dedicati per veicoli a zero emissioni.

In particolare il D.Lgs. 16 dicembre 2016, n.257 (recepimento della Direttiva DAFI) articolo 17 comma 2, e articolo 19 comma 2 prevedono che sia promossa la stipula di un'intesa con le Regioni per:

- assicurare la realizzazione di posizioni unitarie in termini di regolazione della sosta, accesso ad aree interne delle città, misure di incentivazione e armonizzazione degli interventi e degli obiettivi comuni nel territorio nazionale in materia di reti infrastrutturali di ricarica e di rifornimento a servizio dei veicoli alimentati a energia elettrica e ad altri combustibili alternativi;
- assicurare una regolamentazione omogenea per l'accesso alle aree a traffico limitato dei veicoli alimentati a combustibili alternativi e per la loro esclusione, subordinatamente al rispetto dei vincoli di protezione ambientale, dai blocchi anche temporanei alla circolazione stradale.

- **Rinnovo dei veicoli adibiti al trasporto merci**

Nell'ottica di favorire lo sviluppo dei veicoli commerciali alimentati con carburanti alternativi, con il D.M. del Ministro delle Infrastrutture 221/2018 sono stati previsti incentivi anche per l'anno 2018 per l'acquisizione di veicoli industriali con motorizzazione alternativa a gas adibiti al trasporto di merci di massa complessiva a pieno carico pari o superiore a 3,5 tonnellate a trazione alternativa a metano CNG, gas naturale liquefatto GNL ed elettrica (full electric).

A tal fine risorse pari a circa 33,6 mln€ sono state destinate a favore di iniziative per la realizzazione di progetti d'investimento in conto capitale per il rinnovo del parco veicolare delle imprese di autotrasporto.

Il D.M. 221/2018 individua 4 tipologie omogenee d'investimento cui vengono destinate quota parte delle risorse, sulla base di intese intercorse con le associazioni di categoria dell'autotrasporto e sulla

base del dato storico relativo al maggiore o minore grado di successo che le stesse misure hanno riscosso negli anni passati:

- 9,6 mln€ sono destinati ai contributi a favore dell'acquisizione, anche mediante locazione finanziaria, di autoveicoli nuovi adibiti al trasporto di merci, di massa complessiva a pieno carico pari o superiore a 3,5 tonnellate a trazione alternativa a metano CNG, gas naturale liquefatto LNG e elettrica (full electric) nonché per l'acquisizione di dispositivi idonei a operare la riconversione di autoveicoli per il trasporto merci a motorizzazione termica in veicoli a trazione elettrica, nonché a motorizzazione ibrida (elettrico-diesel);
- 9 mln€ alla radiazione per rottamazione di veicoli più obsoleti con acquisizione di trattori stradali Euro 6 nuovi;
- 14 mln€ all'acquisizione di semirimorchi nuovi per il trasporto combinato ferroviario e/o marittimo, nonché equipaggiamenti per autoveicoli allestiti per i trasporti in regime ATP (trasporto refrigerato) con basso impatto ambientale;
- 1 mln€ all'acquisizione di container e casse mobili, intesi quali unità di carico intermodale standardizzate, unitamente a semirimorchio porta-casse.

- **Potenziamento delle infrastrutture**

La Legge di Bilancio per il 2017 ha previsto l'istituzione di un fondo, con una dotazione di 1.900 mln€ per l'anno 2017, di 3.150 mln€ per l'anno 2018, di 3.500 mln€ per l'anno 2019 e di 3.000 mln€ per ciascuno degli anni dal 2020 al 2032, per assicurare il finanziamento degli investimenti e lo sviluppo infrastrutturale del Paese nei settori di spesa relativi, tra l'altro, ai trasporti, viabilità, mobilità sostenibile, sicurezza stradale, riqualificazione e accessibilità delle stazioni ferroviarie. Il fondo è stato rifinanziato dalla Legge di Stabilità per il 2018, per 800 mln€ per l'anno 2018, per 1.615 mln€ per l'anno 2019, per 2.180 mln€ per ciascuno degli anni dal 2020 al 2023, per 2.480 mln€ per l'anno 2024 e per 2.500 mln€ per ciascuno degli anni dal 2025 al 2033. Il D.M. n.360 del 2018 ha previsto il riparto del fondo destinato al completamento degli interventi per il trasporto rapido di massa, assegnando a tale scopo 1,4 mld€.

Per lo sviluppo delle ferrovie regionali, il Governo promuoverà poi una stretta collaborazione con le Regioni nel monitoraggio della rete, prevedendo, previa concertazione con le stesse, la possibilità di affidare a Rete Ferroviaria Italiana (RFI) alcuni tratti oggi gestiti dalle Regioni.

Per lo sviluppo delle Electric Road System (ERS), il Governo, sulla base degli esiti dei progetti sperimentali, valuterà la promozione di iniziative di possibile elettrificazione della rete autostradale che permettono la trazione dei veicoli ibridi per il trasporto merci e/o passeggeri con alimentazione con sistemi conduttivi o induttivi (eHighway).

Con il D.Lgs. 257/2016 di recepimento della Direttiva 94/14 (DAFI) sono state introdotte misure in favore dello sviluppo e della diffusione della mobilità elettrica, e in particolare:

- misure atte a favorire la diffusione di infrastrutture di ricarica negli edifici (art. 15, commi 1 e 2);
- semplificazione delle autorizzazioni edilizie attraverso l'individuazione univoca di dichiarazioni, attestazioni, asseverazioni, nonché gli elaborati tecnici da presentare per la richiesta di autorizzazione necessaria all'installazione di infrastrutture di ricarica (art. 15, comma 4);
- introduzione dell'obbligo per le pubbliche amministrazioni, gli enti e le istituzioni da esse dipendenti o controllate, le Regioni, gli enti locali e i gestori di servizi di pubblica utilità da essi controllati, al momento della sostituzione del rispettivo parco autovetture, autobus e mezzi della raccolta dei rifiuti urbani all'acquisto di almeno il 25% di veicoli a GNC, GNL e veicoli elettrici (art. 18, comma 10);

- modifica del Codice della Strada sulla regolamentazione delle aree di sosta e fermata dedicate (art. 17, comma 1);
- previsione della stipula di un'intesa per assicurare la realizzazione di posizioni unitarie in termini di regolazione della sosta, accesso ad aree interne delle città, misure di incentivazione e l'armonizzazione degli interventi e degli obiettivi comuni nel territorio nazionale in materia di reti infrastrutturali di ricarica a servizio dei veicoli alimentati a energia elettrica (art. 17, comma 2);
- misure volte a stimolare l'installazione di infrastrutture per combustibili alternativi presso nuovi e rinnovati impianti di distribuzione di carburante (art. 18);
- mappa nazionale dei punti di ricarica o di rifornimento di combustibili alternativi, elettricità e idrogeno per il trasporto stradale accessibili al pubblico, consultabile sul sito istituzionale del Ministero delle infrastrutture e dei trasporti. La mappa è predisposta grazie alle informazioni acquisite attraverso la Piattaforma unica nazionale (PUN), prevista nell'ambito del PNIRE (art. 8, comma 5). Il Decreto Legge 18 aprile 2019 stabilisce i modi e i tempi per la realizzazione della PUN. A questo proposito è in fase di finalizzazione il Decreto Ministeriale che stabilisce le modalità di realizzazione della PUN e i primi interventi di realizzazione del Piano nazionale infrastrutture di ricarica elettrica (PNIRE). Nella PUN saranno rese disponibili informazioni minime per meglio valutare i prezzi di ricarica offerti dagli operatori. A tale scopo è in fase di definizione un Decreto Ministeriale riguardante la comparabilità dei prezzi della ricarica di veicoli elettrici.

In sintesi, il D.Lgs. n. 257/2016 prevede la crescita di:

- punti di ricarica (pubblici e privati) per i veicoli elettrici dagli attuali 2.900 circa fino ad almeno 6.500 nel 2020;
- punti vendita eroganti GNC dagli attuali 1.100 circa a 2.400 circa nel 2030;
- punti vendita eroganti GNL dalle poche decine attuali a circa 800 nel 2030.

Al fine di incentivare l'utilizzo e la diffusione dei veicoli elettrici si considererà anche l'introduzione di strumenti di tariffazione favorevole dell'energia elettrica, quali ad esempio l'esenzione dal pagamento degli oneri di sistema per il prelievo di energia elettrica adibita alla ricarica dei veicoli.

- **Shift modale nell'ambito del trasporto delle persone**

Si intende mettere in atto un programma per la promozione della mobilità alternativa che ponga in campo strumenti adeguati a favorire:

- lo sviluppo della mobilità ciclistica tramite piste ciclabili;
- la promozione della mobilità condivisa (bike, car e moto sharing a basse o zero emissioni);
- l'integrazione tra i servizi di mobilità sostenibile (es. strutture di sosta per i velocipedi o servizi di car e bike sharing in prossimità delle fermate del trasporto pubblico) e parcheggi di interscambio;
- la promozione degli strumenti di smart working;
- la promozione del car pooling anche attraverso la creazione di piattaforme pubbliche o private per favorire l'incontro tra domanda e offerta valutando l'eventuale fattibilità di una contabilizzazione dei risparmi sottesi a tali attività;
- lo sviluppo dell'ITS (gestione traffico, infomobilità, smart roads).

Si coopererà con gli organismi comunitari per studiare la revisione della tassa automobilistica di proprietà basata sull'effettivo utilizzo annuo del mezzo con meccanismi di salvaguardia delle fasce più deboli e degli usi obbligati.

Tramite le Leggi di Bilancio 2016 e 2017 il sistema nazionale delle ciclovie turistiche è stato finanziato con risorse nazionali per complessivi 372 mln€ dal 2016 al 2024.

Finora sono state stanziate le risorse per la progettazione dei sette percorsi per i quali sono stati firmati i protocolli d'intesa. Tra queste si citano ad esempio:

- il Grande Raccordo Anulare delle Bici di Roma (GRAB);
- la ciclovia VEnTO che collega Venezia e Torino e che tocca numerose città d'arte, come Mantova e Ferrara, e grandi città come Milano;
- la ciclovia del Sole che parte dal Brennero, attraversa da nord a sud l'Italia per terminare in Sicilia, a Palermo, e in Sardegna a Cagliari;
- la ciclovia dell'Acquedotto Pugliese e della Magna Grecia;
- la ciclovia tirrenica e adriatica.

Il Governo sta inoltre sperimentando a Torino e a Modena il progetto della smart road, con cui si punta a creare infrastrutture stradali dotate di piattaforme di osservazione, monitoraggio e previsione del traffico con una sinergia tra infrastrutture digitali e veicoli di nuova generazione.

Alcune misure sono già state avviate, come ad esempio il bando MATTM rivolto alle aree urbane per la realizzazione di ciclovie e la sharing mobility (15 mln€ stanziati per il 2018).

La Legge di Bilancio 2019 istituisce, nello stato di previsione del Ministero delle infrastrutture e dei trasporti, il Fondo per le ciclovie interurbane con uno stanziamento di 2 mln€ per l'anno 2019.

La Legge di Bilancio 2020 istituisce, nello stato di previsione del Ministero delle infrastrutture e dei trasporti, il Fondo per lo sviluppo delle reti ciclabili urbane, con una dotazione di 50 mln€ per ciascuno degli anni 2022, 2023 e 2024. Il Fondo finanzia il 50% del costo complessivo degli interventi di realizzazione di nuove piste ciclabili urbane poste in essere da Comuni ed unioni di Comuni.

Infine, si valuterà la fattibilità di estendere il meccanismo dei certificati bianchi alla promozione di forme di mobilità condivisa (car sharing e car pooling)

- **PUMS: Piani Urbani per la Mobilità Sostenibile**

Per tutte le Città metropolitane, gli enti di area vasta, i comuni superiori ai 100.000 abitanti e per le città ad alto inquinamento di PM_{10} e/o biossido di azoto (con popolazione anche inferiore ai 100.000 abitanti) si prevede la redazione obbligatoria del PUMS (non più legata alla mera erogazione dei finanziamenti) dal 2021, prevedendo, inoltre, per i comuni con popolazione superiore ai 50.000 abitanti e attraverso linee guida semplificate, la redazione dei PUMS come requisito obbligatorio per l'accesso ai finanziamenti a partire dal 2025. Nei PUMS si rende necessaria un'armonizzazione delle misure vigenti e intervenienti in ambito di rinnovo del TPL esistente, mobilità sostenibile e ottimizzazione della gestione del traffico di merci e persone.

Inoltre, i Comuni, nella propria pianificazione urbanistica, dovrebbero inserire anche una pianificazione energetica che consenta di individuare la quota target di energia rinnovabile producibile in loco oltre agli strumenti atti a raggiungere tale obiettivo.

In particolare per il car pooling, al fine di massimizzarne il potenziale di risparmio energetico si valuterà la promozione di piattaforme digitali per la mappatura della domanda e dell'offerta di mobilità che possano essere utilizzate per la gestione del servizio e la contabilizzazione dei risparmi ed eventualmente il riconoscimento di appositi titoli di efficienza energetica negoziabili e utilizzabili per l'acquisto di titoli di viaggio nei mezzi collettivi del trasporto pubblico.

Si coopererà con gli organismi comunitari per studiare la revisione della tassa automobilistica di proprietà basata sull'effettivo utilizzo annuo del mezzo con meccanismi di salvaguardia delle fasce più deboli e degli usi obbligati.

- **Sintesi delle misure**

L'Italia, come descritto nei precedenti paragrafi, si propone di raggiungere i risparmi di energia finale calcolati in base a quanto previsto nell'articolo 7, paragrafo 1 della EED per mezzo di diversi meccanismi fondamentali, già attivati o da attivare a livello nazionale.

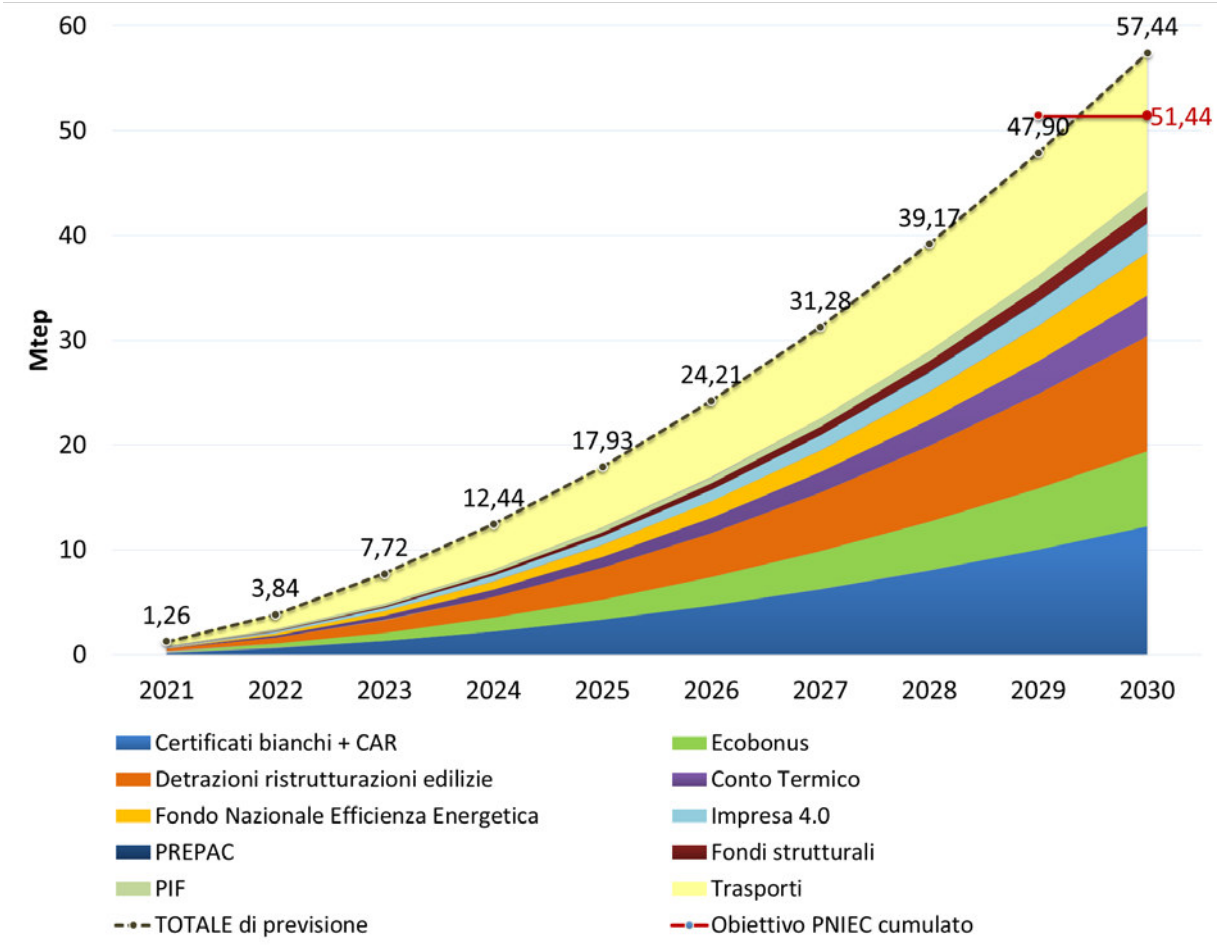
Si riporta di seguito una tabella di sintesi dei principali elementi degli strumenti descritti.

Tabella 28: riepilogo misure per conseguire i target art.7 EED e i principali settori a cui si rivolgono

Tipologia Misura	Denominazione misura	Settori				Povertà energetica
		Residenziale	Terziario	Industria	Trasporti	
Schema d'obbligo	Certificati Bianchi		■	■	■	
Misure alternative	Detrazioni fiscali (bonus casa + Ecobonus)	■	■			■
	Conto Termico		■			■
	Fondo Nazionale Efficienza Energetica	■	■		■	■
	Piano Impresa 4.0		■	■	■	
	PREPAC		■			
	Politiche di coesione	■	■	■	■	■
	Piano informazione e formazione	■	■		■	
	Rinnovo parco mezzi TPL				■	
	Shift modale delle merci				■	

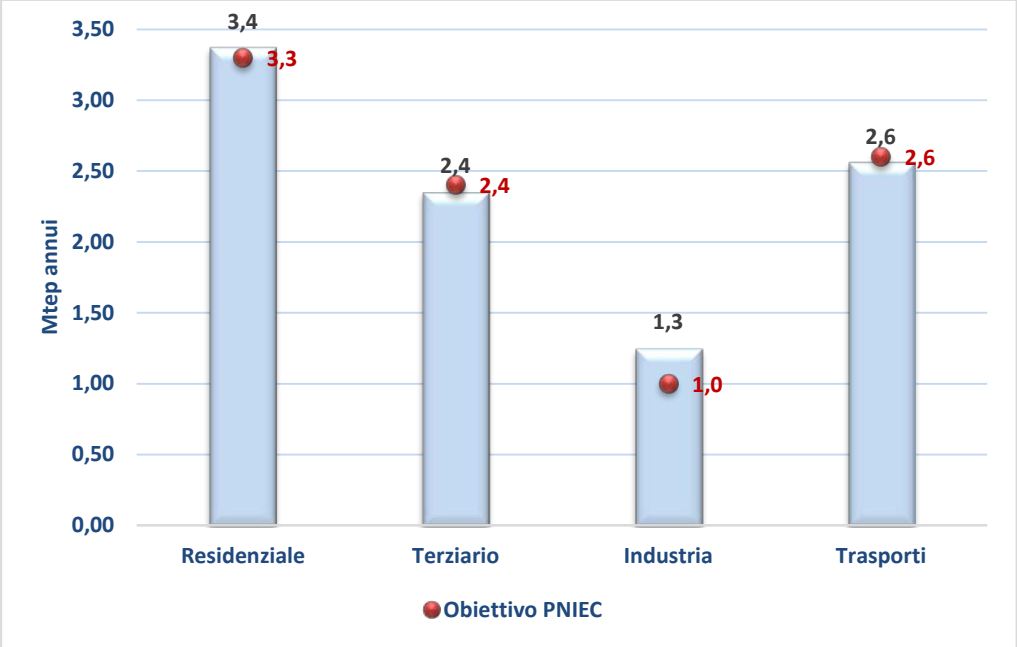
Nella figura seguente si riporta un quadro di sintesi sugli obiettivi di risparmio cumulati posti in capo ai meccanismi proposti. A fronte di un obiettivo minimo di risparmio di energia finale confermato pari a 51,4 Mtep rispetto ai 50,98 Mtep calcolati sulla base del consumo di energia finale medio nel triennio 2016-2018, stime preliminari dell'impatto dei meccanismi proposti conducono a un risparmio cumulato di 57,44 Mtep. Per mezzo dei risultati annuali forniti dai collaudati strumenti di monitoraggio già impiegati nel periodo 2014-2020, sarà possibile agire tempestivamente qualora si rilevasse una progressione dei risparmi insufficiente al raggiungimento degli obiettivi e proporre opportuni aggiornamenti laddove si osservassero discostamenti tra obiettivi e risultati.

Figura 40 - Quadro di sintesi del conseguimento dei risparmi (Mtep di energia finale)



Nell'istogramma seguente si riporta una valutazione indicativa dei risparmi a livello settoriale che si stima ottenere al 2030 a seguito dell'implementazione delle misure descritte, in relazione all'obiettivo di efficienza energetica settoriale di cui al paragrafo 2.2.

Figura 41- Quadro di sintesi dei risparmi attesi nell'anno 2030, per settore (Mtep di energia finale)



ii. Strategia di ristrutturazione a lungo termine per sostenere la ristrutturazione del parco nazionale di edifici residenziali e non residenziali, sia pubblici che privati[12], comprese politiche, misure e azioni volte a stimolare ristrutturazioni degli edifici profonde ed efficaci in termini di costi e politiche e azioni volte ad affrontare i segmenti del parco nazionale di edifici caratterizzati dalle prestazioni peggiori, conformemente all'articolo 2 bis della Direttiva 2010/31/UE

Per rendere le azioni di promozione dell'efficienza energetica nel settore civile coerenti con gli obiettivi ed efficaci rispetto allo scopo, valutando periodicamente i progressi conseguiti, si predisporrà una strategia di lungo termine per la riqualificazione del parco immobiliare che preveda obiettivi intermedi e finali, in linea con quanto previsto dalla Direttiva (UE) 2018/844 sulla prestazione energetica degli edifici. In particolare, la strategia sarà pubblicata in occasione del recepimento della suddetta Direttiva, previsto entro il 10 marzo 2020.

Si riportano nel presente paragrafo i primi orientamenti in termini di target al 2030 e per i decenni successivi, nonché alcuni elementi riguardanti le misure di promozione, che saranno alla base della strategia suddetta.

Si stima che per effetto delle misure a oggi vigenti (in particolare le detrazioni fiscali, Certificati Bianchi e Conto Termico, già descritte nel paragrafo 3.2.1, nonché tramite il Programma di Riqualificazione Energetica della Pubblica Amministrazione Centrale - PREPAC), al 2030 sarà possibile traguardare un risparmio energetico annuo da riqualificazione degli edifici pari a 5,7 Mtep, di cui 3,3 Mtep derivanti dal settore residenziale e 2,4 Mtep dal settore terziario (pubblico e privato). Considerando poi una vita tecnica media degli interventi pari a vent'anni, si punterà a ottenere nel 2040 e nel 2050 un obiettivo indicativo di risparmio annuo di 11,4 Mtep, di cui 6,6 Mtep in ambito residenziale e 4,8 Mtep in ambito terziario.

[12] *Conformemente all'articolo 2 bis della Direttiva 2010/31/UE.*

Il potenziale di risparmio energetico in ambito civile rimane comunque molto ampio e spesso ottenibile tramite interventi di efficientamento con tempi di ritorno sostenibili. Tuttavia, numerose barriere - differenti nei settori di applicazione - e in alcuni casi anche tempi di ritorno troppo lunghi, ne impediscono la piena realizzazione. Gli sforzi per il raggiungimento degli obiettivi di risparmio energetico sono quindi orientati anche al superamento di tali barriere, razionalizzando e rinforzando strumenti e azioni dedicate a ciascun segmento e settore. Nel dettaglio, si prevede:

- il rafforzamento di standard minimi e normative;
- l'introduzione di misure per migliorare la qualità degli Attestati di Prestazione Energetica (APE) nonché di modalità per favorire l'acquisto di abitazioni in alta classe energetica;
- la promozione dell'adozione di tecnologie di demand response, sistemi di ICT e domotica che consentano il monitoraggio e il controllo della performance degli edifici, come evidenziato anche nella consultazione pubblica;
- il rafforzamento delle verifiche sul rispetto di normative e standard;
- il miglioramento dell'integrazione tra le regole per l'efficienza energetica e le fonti rinnovabili negli edifici;
- di valutare la possibilità di introdurre degli obblighi di efficientamento energetico in occasione delle ristrutturazioni, laddove giustificato in termini di rapporto tra costi e benefici e nonché l'introduzione di nuovi limiti sull'utilizzo degli impianti di raffrescamento
- la promozione di sinergie con le fonti rinnovabili in regime di autoconsumo, come evidenziato anche nella consultazione pubblica.

Particolare attenzione sarà posta nell'aggiornamento e integrazione degli strumenti di promozione, per i quali come già descritto nel paragrafo 3.2, si prevede di mettere in campo azioni per incrementare l'efficacia in termini di costi per i beneficiari e per il sistema Paese e per stimolare le ristrutturazioni profonde. Saranno, inoltre, rafforzati i meccanismi di promozione degli interventi negli edifici della Pubblica Amministrazione, che dovranno svolgere un ruolo di esempio e guida per l'intero comparto economico.

Fattori fondamentali per il successo delle misure menzionate sono, inoltre, la semplificazione delle procedure amministrative, l'azione di controllo e di enforcement delle misure implementate, il rafforzamento e la qualificazione del modello ESCo, le azioni di comunicazione e sensibilizzazione, il miglioramento del sistema di monitoraggio e contabilizzazione dei risultati e il supporto alla ricerca e all'innovazione.

Si valuterà la sistematizzazione, a livello nazionale, di tutti i dati meteoclimatici detenuti a vario titolo da enti pubblici e/o di ricerca e da campagne di rilevamento e certificazione di dati meteoclimatici in regime continuo, con il fine di costruire una base dati solida per l'implementazione di modelli di simulazione e certificazione energetica degli edifici in regime dinamico.

Inoltre, si introdurranno misure per migliorare la qualità degli attestati di prestazione energetica (APE) e si studieranno modalità per favorire l'acquisto di abitazioni in alta classe energetica, anche per promuovere il mercato degli edifici con elevati standard di efficienza energetica.

Un importante contributo all'efficienza energetica, aggiuntivo rispetto a quanto sopra descritto deriverà infine dal rafforzamento degli standard minimi di efficienza per l'edilizia e dal miglioramento delle disposizioni obbligatorie in materia di integrazione di impianti a fonti rinnovabili negli edifici.

La Strategia prevedrà tappe indicative per il 2030, 2040 e 2050, coordinate con il Piano energia e clima e con la Strategia di lungo termine per la decarbonizzazione al 2050: in tale contesto la Strategia italiana ipotizza ambiziosi scenari di riduzione delle emissioni, in linea con gli orientamenti comunitari.

Si intende, infine, valutare la revisione delle modalità di ripartizione dei costi relativi ai prelievi individuali di calore negli edifici condominiali, al fine di stimolare maggiormente l'adozione di interventi di riqualificazione energetica dell'intero edificio.

iii. Descrizione di politiche e misure volte a promuovere i servizi energetici nel settore pubblico e delle misure per eliminare gli ostacoli regolamentari, e non regolamentari, che impediscono l'introduzione di contratti di rendimento energetico e altri modelli di servizi di efficienza energetica[13]

L'articolo 14, comma 4, del D.Lgs. 102/2014 di recepimento della EED, ha previsto il miglioramento del modello contrattuale EPC - già previsto dal D.Lgs. 192/2005 di recepimento della EPBD - tramite gli elementi minimi che devono figurare nei contratti di rendimento energetico sottoscritti con il settore pubblico, elencati all'allegato 8 dello stesso Decreto. L'ENEA ha quindi predisposto un documento recante "Linee guida ai contratti di prestazione energetica EPC" che è attualmente in fase di diffusione sul territorio nazionale.

Il modello proposto è indirizzato alle pubbliche amministrazioni per agevolarle nella stipula di contratti per promuovere l'efficienza energetica negli edifici da esse occupati; esso è finalizzato a favorire il coinvolgimento degli operatori privati (ESCo, Istituti di credito, ecc.), al fine di generare economie di scala, rendere trasparenti e certi i risultati da conseguire, nel rispetto sia delle procedure per l'assegnazione degli appalti, in conformità alle disposizioni legislative in materia, sia in riferimento alle nuove disposizioni in materia di efficienza energetica degli edifici.

Tuttavia, sono state identificate alcune criticità e ostacoli alla diffusione dei contratti EPC che si intende superare nel breve termine. Infatti il modello contrattuale EPC, a oggi, nel quadro giuridico nazionale, rientra tra i contratti atipici.

Tale atipicità, abbinata alla sua caratteristica di essere un contratto a prestazioni multiple (lavori, servizi e forniture), crea un'incertezza normativa circa la sua classificazione giuridica che, in mancanza di una tipizzazione legislativa, si presta a molteplici interpretazioni che di fatto non favoriscono la formazione di un'unica categoria di contratto.

Attualmente l'EPC per edifici può essere assegnato sia attraverso le procedure previste per gli appalti sia attraverso l'iter previsto per la concessione (PPP) e sia nell'una che nell'altra forma, l'incertezza normativa è tale da limitare la sua diffusione.

Per favorire pertanto la diffusione degli EPC, eliminando le barriere attuali, si prevede di introdurre nel codice dei contratti pubblici (D.Lgs. 50/2016 e s.m.i.) la definizione di EPC per edifici come appalto speciale, nonché di un nuovo tipo di contratto PPP per EPC per edifici che ne disciplini le specificità.

In aggiunta a quanto sopra detto, in considerazione del potenziale di riduzione dei consumi nella PA e del ruolo esemplare che dovrebbe avere il sistema pubblico, sarà definito l'inserimento di clausole di risparmio obbligatorio nei contratti di servizi energetici sottoscritti dalla PA.

Inoltre, con riferimento agli obblighi di legge in materia di efficienza energetica, saranno previsti meccanismi di penalità e premialità ai dirigenti/funzionari preposti alla gestione dell'edificio.

Si ritiene, inoltre, opportuno rafforzare alcuni fattori abilitanti, fondamentali per attivare gli investimenti privati ai fini del raggiungimento degli obiettivi di efficienza energetica:

[13] *Conformemente all'articolo 18 della Direttiva 2012/27/UE.*

- strutturare e monitorare il processo di qualificazione degli operatori di settore, con particolare riferimento alle ESCo;
- semplificare il processo autorizzativo per l'accesso ai meccanismi di incentivazione;
- rafforzare le attività di controllo del rispetto di standard e normative.

Infine, è attualmente in discussione in Parlamento il D.D.L. cosiddetto "CantierAmbiente", che prevede che tutte le amministrazioni pubbliche individuino un green manager, con lo scopo di assicurare la corretta attuazione della normativa ambientale nell'ambito dell'amministrazione di appartenenza, nonché di promuovere attività di efficientamento energetico.

iv. Altre politiche, misure e programmi previsti volti a conseguire i contributi nazionali indicativi di efficienza energetica al 2030, nonché altri obiettivi di cui al punto 2.2 (ad esempio misure per promuovere il ruolo esemplare degli edifici pubblici e degli appalti pubblici soggetti a criteri di efficienza energetica, misure per promuovere audit energetici e sistemi di gestione dell'energia[14], misure di informazione e formazione rivolte ai consumatori[15], altre misure per promuovere l'efficienza energetica[16])

- **Audit energetici e sistemi di gestione dell'energia**

L'articolo 8 del D.Lgs. 102/2014, ai commi 1 e 3, individua quali soggetti obbligati a eseguire una diagnosi energetica periodica, a partire dal 2015, le grandi imprese (comma 1) e le imprese a forte consumo di energia, cosiddette "energivore" (comma 3).
A oggi risultano pervenute a ENEA 15.460 diagnosi relative a 8.686 imprese. Tale numero è destinato a crescere a seguito delle azioni del MiSE in termini di verifica e controllo e all'inoltro nella stessa banca dati delle diagnosi delle PMI che aderiscono ai bandi regionali. La tabella che segue riporta la scomposizione per settore: circa il 45% delle diagnosi è stata effettuata nel comparto manifatturiero e oltre il 10% nel commercio, dove pesano i consumi della Grande Distribuzione Organizzata.

[14] *Conformemente all'articolo 8 della Direttiva 2012/27/UE*
[15] *Conformemente agli articoli 12 e 17 della Direttiva 2012/27/UE*
[16] *Conformemente all'articolo 19 della Direttiva 2012/27/UE*

Tabella 29 - Diagnosi energetiche eseguite ai sensi dell'articolo 8 del D.Lgs. 102/2014 [Fonte: ENEA]

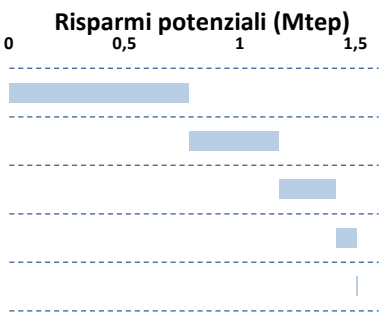
Settore ATECO	Numero di imprese	Siti sottoposti a diagnosi	Progetti con payback time inferiori a 3 anni	Risparmi potenziali (ktep)	Investimenti necessari (mln€)
A - Agricoltura, silvicoltura e pesca	61	108	59	2.5	2.2
B - Minerario e estrattivo	40	75	31	5.7	3.5
C - Manifatturiero	5.131	7.032	5.271	595,3	491,4
D - Fornitura di elettricità, gas, vapore e aria condizionata	232	492	194	38,1	32,2
E - Fornitura di acqua, fognature, gestione dei rifiuti e attività di bonifica	324	921	276	24,3	18,7
F - Edilizia	175	323	97	10,1	6,9
G - Commercio all'ingrosso e al dettaglio; riparazione di autoveicoli e motocicli	892	2.433	896	24,2	21,2
H - Trasporti e accumuli	416	934	272	27,7	18,1
I - Alloggio e attività di ristorazione	110	309	112	2,6	3,1
J - Informazione e comunicazione	160	664	255	19,6	20,6
K - Attività finanziarie e assicurative	244	597	151	2,4	2,3
L - Attività immobiliari	59	114	52	2,2	2,2
M - Attività professionali, scientifiche e tecniche	255	316	66	1,4	1,0
N - Attività amministrative e di supporto	250	449	62	1,0	0,8
Altro	337	693	570	22,5	22
Totale	**8.686**	**15.460**	**8.364**	**779,6**	**646**

Dall'analisi delle diagnosi ricevute, il potenziale di risparmio energetico derivante da progetti con un tempo di ritorno dell'investimento di 3 anni è considerevole: con circa 8.400 progetti, è possibile un risparmio energetico di circa 0,78 Mtep/anno a fronte di circa 650 mln€ di investimento.

La Tabella seguente mostra poi il potenziale degli investimenti e dei risparmi, secondo i differenti tempi di ritorno economico.

Tabella 30 - Interventi, investimenti (€) e risparmi (tep) degli interventi di efficienza energetica identificati negli audit energetici effettuati ai sensi dell'articolo 8 del D.Lgs. 102/2014 per tempo di ritorno dell'investimento, valori cumulati [Fonte: ENEA]

Payback time (anni)	Interventi	Investimenti (€)	Risparmi (tep)
≤ 3	8.364	646.335.323	779.560
≤ 5	14.193	1.631.881.852	1.168.814
≤ 10	21.923	2.657.662.287	1.414.719
≤ 20	25.698	3.341.674.298	1.501.881
≤ 30	26.284	3.449.551.432	1.509.606



L'elevato numero di audit eseguiti continuerà a crescere grazie all'iniziativa del Ministero dello Sviluppo Economico per il cofinanziamento a livello regionale di audit energetici nelle PMI o

l'adozione di sistemi di gestione dell'energia conformi alle norme ISO 50001. Le Regioni a loro volta hanno reso disponibili fino a ulteriori 15 mln€ annui per il cofinanziamento pubblico che in totale copre il 50% dei costi di realizzazione dell'audit energetico.

Nel periodo 2021-2030 si intende proseguire il programma per la predisposizione delle diagnosi energetiche nelle grandi imprese e nelle imprese energivore, estendendolo anche alle imprese energivore del settore gas e correlando il beneficio percepito dagli energivori all'esecuzione di interventi di efficienza energetica nell'ambito del proprio processo produttivo, un'evidenza emersa anche dalla Consultazione pubblica. Si ritiene tuttavia importante aggiornare le disposizioni al fine di aumentare l'efficacia dello strumento, indirizzando gli audit sulle imprese e sui siti a maggior potenziale di risparmio energetico.

Sarà inoltre opportuno affiancare a tale strumento, un meccanismo adeguato di promozione dei sistemi di gestione dell'energia conformi alle norme ISO 50001, al fine di concretizzare i risparmi individuati dalle diagnosi stesse.

Si proseguirà, inoltre, l'azione di promozione dell'efficienza energetica nella PMI, rinnovando le iniziative di cofinanziamento degli audit energetici e dei sistemi di gestione dell'energia, ad esempio creando sinergie con gli strumenti di sostegno presenti a livello nazionale e locale, sostenendo i programmi di formazione all'efficienza energetica in collaborazione con le associazioni di categoria e ponendo le basi per la promozione di accordi volontari tra le imprese che si pongano come obiettivo la promozione dell'efficienza energetica.

Infine, per incrementare la consapevolezza delle imprese nei confronti del proprio consumo energetico e migliorare la sensibilità verso la realizzazione di interventi per la riduzione del fabbisogno, saranno aggiornate le disposizioni in merito all'uso razionale e la conservazione dell'energia, valorizzando in particolare lo strumento del bilancio energetico d'impresa. Tale strumento renderà possibile l'incremento della conoscenza energetica del tessuto imprenditoriale da parte dell'amministrazione, rendendo più efficace l'attività di policy making.

- **Obbligo integrazione rinnovabili negli edifici nuovi o ristrutturati**

L'argomento, che risulta trasversale alle tematiche dell'efficienza e delle fonti rinnovabili, è trattato nelle sezioni di questo capitolo dedicate alle rinnovabili elettriche e termiche.

- **Riscaldamento e raffreddamento**

Nel settore del riscaldamento e del raffrescamento saranno aggiornate le disposizioni relative agli impianti di condizionamento con lo specifico intento di sostituire progressivamente gli impianti altamente emissivi (quali caldaie a gasolio e impianti a biomasse non efficienti) con tecnologie a bassa emissione e alta efficienza.

Saranno, quindi, potenziate le misure per assicurare il rispetto di normative e standard, incrementando l'attività di monitoraggio delle ore di funzionamento degli impianti di riscaldamento al fine di verificare che non ci siano anomalie rispetto ai limiti di utilizzo.

Sarà poi valutata l'introduzione di nuovi limiti sull'utilizzo degli impianti di raffrescamento, attraverso la definizione di vincoli (e.g. giorni di utilizzo, orari, temperature minime) da disporre in relazione alla zona climatica di riferimento.

In questo ambito, sarà inoltre promosso lo sviluppo del teleriscaldamento e teleraffrescamento efficiente al fine di sfruttare il potenziale economico residuo evidenziato al capitolo 2. A tal fine, saranno messi in campo strumenti per aggiornare il quadro di agevolazione nel settore. È ad esempio già previsto un provvedimento attuativo della Legge 172/2017, che prevede agevolazioni per gli interventi sugli impianti di cogenerazione che comportino un incremento della producibilità termica finalizzato al mantenimento o raggiungimento di un assetto di sistema di teleriscaldamento

efficiente ai sensi D.Lgs. 4 luglio 2014, n.102, e che si abbinino a un'estensione della rete in termini di aumento della capacità di trasporto.

Sarà infine fondamentale accrescere la consapevolezza e il ruolo attivo dei consumatori, sfruttando, ad esempio, le tecnologie della domotica, della digitalizzazione delle reti e dello smart metering, di cui si valuterà la promozione con opportuni strumenti. Sarà completata e, se del caso, potenziata l'attuazione delle disposizioni già previste dal D.Lgs. 102/2014 in materia di sistemi di misurazione e fatturazione dei consumi energetici nel settore residenziale, al fine di fornire una corretta e tempestiva informazione del consumatore sul proprio consumo di energia, condizione necessaria per promuovere comportamenti correttivi o comunque più efficienti. A tale scopo si sfrutterà al meglio la crescente connettività digitale (banda ultralarga) e lo sviluppo di applicazioni per il controllo remoto delle abitazioni, favorendo anche un diverso ruolo dei venditori di energia elettrica e gas, i quali potranno sviluppare proposizioni commerciali finalizzate non solo alla vendita della commodity, ma all'offerta di servizi di gestione dei consumi.

- **Illuminazione pubblica**

Nel contesto della PA si intende strutturare un programma di efficienza energetica a partire in primo luogo dall'illuminazione pubblica. In tale settore, il programma prevedrà un set di misure indirizzate alle amministrazioni locali, finalizzate all'accelerazione di un processo già in corso di sostituzione delle sorgenti luminose e all'installazione di sistemi di monitoraggio dei consumi, contestualmente a una riprogrammazione più efficiente delle ore di utilizzo.

In proposito, la Legge di Bilancio 2018 ha stabilito che le pubbliche amministrazioni sono obbligate a riqualificare le reti di illuminazione pubblica entro 31 dicembre 2023, garantendo una riduzione dei consumi elettrici pari almeno al 50% rispetto al consumo medio 2015-2016. Le imprese coinvolte nella realizzazione degli interventi possono fruire delle agevolazioni erogate a valere sul Fondo rotativo per il sostegno alle imprese e gli investimenti in ricerca, ove sono stati stanziati 300 mln€ per la concessione di finanziamenti a tasso agevolato.

- **Collaborazione tra amministrazione centrale ed enti locali in tema di efficienza energetica**

Si attiverà un modello di governance specifico che, ferma restando la centralità dello Stato, favorisca il contributo attivo di tutte le amministrazioni pubbliche centrali, delle Regioni e delle Municipalità al raggiungimento dei target di efficienza energetica nazionali, attraverso:

- il miglioramento continuo degli strumenti di efficienza energetica attivati in ambito nazionale e locale, riorganizzando, ad esempio, le misure dedicate all'efficienza energetica al fine di conseguire un maggiore coordinamento, eliminando le sovrapposizioni e la concorrenzialità (strumenti POR FESR - FNEE - Conto Termico);
- il monitoraggio, la valorizzazione e il sostegno alle iniziative disposte a livello centrale e locale e dei risultati ottenuti.

Uno strumento particolarmente utile in tal senso è stato il già citato burden sharing dell'obiettivo sulle fonti rinnovabili, espresso in quota dei consumi, in modo da stimolare anche gli interventi regionali e locali sull'efficienza energetica. Il nuovo Osservatorio PNIEC si occuperà più esplicitamente di efficienza energetica.

- **Misure per l'efficienza energetica previste dalla Legge di Bilancio 2020 e dal Decreto Legge Fiscale 2020**

La Legge di Bilancio 2020 assegna ai Comuni contributi, nel limite di 500 mln€ annui, per investimenti destinati ad opere pubbliche in materia di efficientamento energetico, riguardanti l'illuminazione pubblica e il risparmio energetico degli edifici di proprietà pubblica e di edilizia residenziale pubblica, nonché l'installazione di impianti per la produzione di energia da fonti

rinnovabili. I Comuni possono utilizzare tali contributi anche per progetti di sviluppo territoriale sostenibile, compresi interventi in materia di mobilità sostenibile e per l'adeguamento e la messa in sicurezza di scuole, edifici pubblici e patrimonio comunale e per l'abbattimento delle barriere architettoniche. Il D.L. n.124 del 2019, convertito con la Legge 19 dicembre 2019, n.157 (c.d. D.L. Fiscale 2020) istituisce un Fondo con uno stanziamento di 2 mln€ per ciascun anno dal 2020 al 2029 e con autorizzazione di spesa e relativa copertura finanziaria previste anche per il 2030, per la ristrutturazione e la riqualificazione energetica delle strutture degli ex ospedali psichiatrici.

La Legge di Bilancio 2020 istituisce nello stato di previsione del Ministero dell'Interno un fondo per investimenti a favore dei Comuni con una dotazione di 400 mln€ per ciascuno degli anni dal 2025 al 2034. Il fondo è destinato al rilancio degli investimenti per lo sviluppo sostenibile e infrastrutturale del Paese, in particolare nei settori di spesa dell'edilizia pubblica, inclusi manutenzione e sicurezza ed efficientamento energetico, della manutenzione della rete viaria, del dissesto idrogeologico, della prevenzione del rischio sismico e della valorizzazione dei beni culturali e ambientali.

È stata, inoltre, introdotta una modifica a quanto previsto dalla Legge 30 dicembre 2018, n.145 (Legge di Bilancio 2019) con la quale vengono destinati ai Comuni contributi pari a:

- 350 mln€ per l'anno 2021;
- 450 mln€ per l'anno 2022;
- 550 mln€ annui per ciascuno degli anni dal 2023 al 2025;
- 700 mln€ per l'anno 2026;
- 750 mln€ annui per ciascuno degli anni dal 2027 al 2031;
- 800 mln€ annui per ciascuno degli anni 2032 e 2033;
- 300 mln€ per l'anno 2034;

utilizzabili anche per interventi di messa in sicurezza ed efficientamento energetico degli edifici e di altre strutture di proprietà dell'ente, con precedenza per gli edifici scolastici. Mediante una modifica alla Legge di Bilancio 2019, inoltre, per il periodo 2021-2034, sono assegnati alle Regioni a statuto ordinario contributi per investimenti in opere pubbliche per la messa in sicurezza ed efficientamento degli edifici e del territorio, nonché per interventi di viabilità e per la messa in sicurezza e lo sviluppo di sistemi di trasporto pubblico per ridurre l'inquinamento ambientale, per la rigenerazione urbana e la riconversione energetica verso fonti rinnovabili, per le infrastrutture sociali e le bonifiche ambientali dei siti inquinati. Tali contributi ammontano a:

- 135 mln€ per ciascuno degli anni 2021 e 2022;
- 335 mln€ per ciascuno degli anni dal 2023 al 2025;
- 470 mln€ per l'anno 2026;
- 515 mln€ per ciascuno degli anni dal 2027 al 2032;
- 560 mln€ per l'anno 2033;
- 200 mln€ per l'anno 2034.

Al fine di favorire gli investimenti, la Legge di Bilancio 2020, assegna agli enti locali, per spesa di progettazione definitiva ed esecutiva relativa ad interventi di messa in sicurezza del territorio a rischio idrogeologico, di messa in sicurezza ed efficientamento energetico delle scuole, degli edifici pubblici e del patrimonio comunale, nonché per investimenti di messa in sicurezza di strade, contributi soggetti a rendicontazione nel limite di 85 mln€ per l'anno 2020, di 128 mln€ per l'anno 2021, di 170 mln€ per l'anno 2022 e di 200 mln€ per ciascuno degli anni dal 2023 al 2034. Inoltre, per il finanziamento degli interventi relativi ad opere pubbliche di messa in sicurezza delle strade e di manutenzione straordinaria ed efficientamento energetico delle scuole di province e città metropolitane è autorizzata la spesa di 100 mln€ per ciascuno degli anni 2020 e 2021 e di 250 mln€ per ciascuno degli anni dal 2022 al 2034.

È, inoltre, stabilito che il Ministro dell'Istruzione, dell'Università e della Ricerca definisca un piano nazionale di interventi di efficientamento energetico degli edifici pubblici adibiti ad uso scolastico, che abbiano già tutti i requisiti della sicurezza strutturale, individuati anche in base a criteri che tengano conto del consumo energetico, della stima del risparmio energetico e della riduzione dei costi di gestione per gli enti locali proprietari o gestori, nonché della popolazione scolastica presente e dell'ampiezza degli edifici. Le risorse stanziate sono pari complessivamente a 40 milioni di euro, nella misura di 20 mln€ annuali per il 2022 e il 2023; l'attuazione avviene con il supporto della Banca europea degli investimenti, anche attraverso la costituzione di Energy Service Company (ESCo).

Il D.L. n.124 del 2019, convertito con la Legge 19 dicembre 2019, n.157 (c.d. D.L. Fiscale 2020) interviene sul riparto delle risorse che il contribuente devolve allo Stato nell'ambito della disciplina dell'otto per mille IRPEF, con particolare riferimento alla quota parte destinata agli interventi di ristrutturazione, miglioramento, messa in sicurezza, adeguamento antisismico ed efficientamento energetico degli immobili scolastici di proprietà pubblica. Al fine di garantire una più equa distribuzione territoriale degli interventi straordinari destinati a tale finalità, le risorse, a partire dalla dichiarazione dei redditi relativa all'anno 2019, verranno ripartite in tre parti di pari importo per le aree geografiche del Nord (Piemonte, Valle d'Aosta, Lombardia, Liguria, Trentino-Alto Adige, Veneto, Friuli-Venezia Giulia, Emilia-Romagna), Centro e Isole (Toscana, Umbria, Marche, Lazio, Sicilia e Sardegna), Sud (Abruzzo, Molise, Campania, Puglia, Basilicata, Calabria).

Infine, il D.L. Fiscale 2020 dispone misure volte ad ampliare l'utilizzo delle risorse assegnate alle Regioni per interventi territoriali e per la sicurezza della rete ferroviaria nazionale. Nello specifico viene esteso l'ambito degli investimenti, previsti per il periodo 2021-2033 a favore delle Regioni a statuto ordinario, anche al settore dei trasporti e della viabilità, con la finalità di ridurre l'inquinamento ambientale, e di favorire investimenti finalizzati alla rigenerazione urbana, alla riconversione energetica verso fonti rinnovabili, ad infrastrutture sociali e alle bonifiche ambientali.

v. Ove applicabile, descrizione delle politiche e delle misure volte a promuovere il ruolo delle comunità locali produttrici/consumatrici di energia nel contribuire all'attuazione delle politiche e delle misure di cui ai punti i, ii, iii e iv

Vedi domanda 3.2.1.v

vi. Descrizione delle misure per sviluppare il potenziale di efficienza energetica dell'infrastruttura per il gas e l'elettricità[17]

La regolazione tariffaria delle infrastrutture includerà il parametro efficienza energetica ai fini della remunerazione dei gestori.

vii. Cooperazione regionale in questo settore, se del caso

Con i Paesi con cui l'Italia ha avviato il processo di cooperazione regionale, il confronto si baserà prevalentemente sullo scambio di best practice in merito alle politiche già adottate in Italia che hanno suscitato interesse negli altri Paesi.

viii. Misure di finanziamento, compresi il sostegno dell'Unione e l'uso dei fondi dell'Unione, in questo settore a livello nazionale

[17] *Conformemente all'articolo 15, paragrafo 2, della Direttiva 2012/27/UE*

Nella programmazione unitaria dei Fondi strutturali destinati all'Italia per i periodi 2014-2020 e 2021-2027, con particolare riferimento al Fondo Europeo per lo Sviluppo Regionale (FESR) e al Fondo di coesione attualmente in discussione, e per il successivo periodo 2028-2034, la priorità di indirizzo sarà rivolta all'attuazione del PNIEC, anche per agevolare la costruzione dell'Accordo di Partenariato 2014-2020 attualmente in corso.

Compatibilmente con gli altri obiettivi del ciclo di programmazione, particolare attenzione sarà dedicata all'allocazione di risorse significative a livello locale e nazionale per iniziative rivolte alla decarbonizzazione del parco immobiliare pubblico e privato e alle misure per il contenimento del fabbisogno di mobilità e all'incremento della mobilità collettiva, in particolare su rotaia, compreso lo spostamento del trasporto merci da gomma a ferro. Si ricorda, infatti, che tra le cinque priorità di investimento dell'UE si annoverano quelle mirate alla realizzazione di un'Europa più verde e priva di emissioni di carbonio.

Il Decreto Legge 30 aprile 2019, n.34 (D.L. Crescita), ha istituito un contributo in favore dei comuni, nel limite massimo di 500 mln€ per l'anno 2019 a valere sul Fondo Sviluppo e Coesione (FSC) per interventi relativi a investimenti nel campo dell'efficientamento energetico e dello sviluppo territoriale sostenibile. Il contributo è assegnato a ciascun Comune sulla base della popolazione residente alla data del 1 gennaio 2018, nel modo seguente:

a) 50.000 euro ai comuni con popolazione inferiore o uguale a 5.000;
b) 70.000 euro ai comuni con popolazione compresa tra 5.001 e 10.000 abitanti;
c) 90.000 euro ai comuni con popolazione compresa tra 10.001 e 20.000 abitanti;
d) 130.000 euro ai comuni con popolazione compresa tra 20.001 e 50.000 abitanti;
e) 170.000 euro ai comuni con popolazione compresa tra 50.001 e 100.000 abitanti;
f) 210.000 euro ai comuni con popolazione compresa tra 100.001 e 250.000 abitanti;
g) 250.000 euro ai comuni con popolazione superiore a 250.000 abitanti.

I contributi di cui sopra sono destinati a opere pubbliche in materia di:

c) efficientamento energetico, compresi interventi inerenti l'illuminazione pubblica, il risparmio energetico degli edifici di proprietà pubblica e di edilizia residenziale pubblica, nonché l'installazione di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili;
d) sviluppo territoriale sostenibile, compresi interventi in materia di mobilità sostenibile, adeguamento e messa in sicurezza di scuole, edifici pubblici e patrimonio comunale e per l'abbattimento delle barriere architettoniche.

A decorrere dall'anno 2020, per i progetti sopra menzionati, il D.L. Crescita autorizza l'implementazione di un programma pluriennale di finanziamento, le cui effettive risorse sono ripartite tra i comuni con popolazione inferiore a 1.000 abitanti, assegnando a ciascun comune un contributo di pari importo.

Con Decreti Direttoriali del 14 maggio e del 10 luglio 2019 il Ministero dello Sviluppo Economico ha stabilito rispettivamente l'entità del contributo assegnato a ciascun comune italiano e le modalità di attuazione della misura (interventi ammissibili, contributo erogabile e modalità di erogazione dello stesso, monitoraggio della misura).

Quanto alle misure di finanziamento nazionali, si rinvia alla descrizione delle singole misure.

3.3 Dimensione della sicurezza energetica[18]

i. Politiche e misure relative agli elementi di cui al punto 2.3[19]

I principali interventi previsti per garantire l'adeguatezza e il mantenimento degli standard di sicurezza del sistema elettrico, gas e prodotti petroliferi, sono riconducibili alle misure di seguito descritte.

Settore Gas

- **Revisione del Piano di Azione Preventiva del sistema italiano del gas naturale in funzione del nuovo Regolamento di sicurezza n.1938/2017**

Aggiornamento dell'Allegato I al D.M. 18/10/2017. Il Piano di Azione Preventiva contiene i risultati della valutazione dei rischi che incidono sulla sicurezza del sistema nazionale del gas naturale, descrivendone gli scenari di crisi e gli impatti, nonché le misure attivabili di massimizzazione dell'offerta e di contenimento della domanda, per compensare adeguatamente e tempestivamente un'interruzione dell'approvvigionamento garantendo, comunque, la fornitura ai clienti protetti (clienti domestici e attività di servizio pubblico), e le misure preventive per la gestione e il contenimento del rischio. Nel Piano 2017 è stata verificata, applicando la formula "N-1" definita nel Regolamento europeo, la capacità del sistema di soddisfare la domanda totale di gas anche nel caso di un guasto della principale infrastruttura di approvvigionamento del gas. Relativamente alla situazione del 2017 la verifica ha avuto esito positivo ma la situazione è ora mutata a causa della indisponibilità di uno dei due gasdotti che costituiscono il sistema di trasporto TENP in Germania, che collega il gasdotto svizzero Transitgas al nord Europa, tutto ciò è riportato infatti nell'aggiornamento 2019 del Piano di Azione Preventivo, al momento in fase di consultazione degli altri Stati membri, in cui è prevista, tra l'altro, una maggiore cooperazione tra gli Stati membri, anche per tenere conto delle mutate condizioni delle infrastrutture di approvvigionamento nazionali.

- **Aggiornamento del Piano di Emergenza del sistema italiano del gas naturale in modo coordinato con i Piani di Emergenza degli altri Paesi connessi negli stessi corridoi di approvvigionamento del reg. 1938/2017**

Aggiornamento dell'Allegato II al D.M. 18/10/2017. Il Piano di emergenza stabilisce le condizioni di attivazione dei tre diversi livelli di crisi che possono verificarsi a causa di condizioni sfavorevoli, definisce la tipologia e le modalità di attuazione degli interventi per far fronte alle situazioni di crisi, e individua le imprese e gli operatori del settore gas ed energia elettrica responsabili dell'attuazione di tali interventi.

- **Adeguamento delle funzioni della rete di trasporto e stoccaggio gas**

Visti gli scenari predisposti per questo Piano e gli obiettivi da raggiungere precedentemente citati, il futuro riserva al sistema nazionale del gas naturale un ruolo minore in termini di utilizzo complessivo, ma richiederà una maggiore resilienza e flessibilità per quanto riguarda le prestazioni assolute al fine di riuscire a fronteggiare, oltre che eventi sfavorevoli che possono provocare problemi al sistema italiano del gas, anche rapide variazioni meteorologiche in grado di influenzare

[18] *Le politiche e le misure rispecchiano il primo principio dell'efficienza energetica*

[19] *Occorre assicurare la coerenza con i piani d'azione preventiva e i piani di emergenza ai sensi del Regolamento (UE) 2017/1938 del Parlamento europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2017 concernente misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas e che abroga il Regolamento (UE) n. 994/2010 (GU L 280 del 28.10.2017, pag. 1), nonché con i piani di preparazione ai rischi ai sensi del Regolamento (UE) 2018/2001 [proposto da COM(2016) 862 relativo alla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica e che abroga la Direttiva 2005/89/CE]*

la produzione di energia da FER. Da sempre il sistema nazionale del gas naturale fornisce un servizio di flessibilità a copertura dei picchi di domanda di riscaldamento invernale e delle oscillazioni estive di domanda termoelettrica. Secondo l'analisi dei dati di consumo gas associato allo scenario elaborato per questo piano, considerando di mantenere le infrastrutture di trasporto, del GNL e lo stoccaggio del gas all'attuale livello di disponibilità ed efficienza, al sistema gas è richiesto di continuare a fornire flessibilità, punta giornaliera e copertura stagionale.

Tuttavia, l'analisi non può prescindere da valutazioni più approfondite di adeguatezza oraria e locale con un esame dinamico dei relativi flussi gas: infatti il consumo reale del gas per il settore termoelettrico locale dipenderà dalla volatilità della domanda residua termica determinata da:

- l'effettiva produzione degli impianti ed eventuali intermittenze non modellizzate (situazioni di assenza/eccesso di vento, nuvolosità momentanea, periodi di particolare siccità);
- l'ubicazione degli impianti di generazione rinnovabile;
- la diffusione e localizzazione dei sistemi di accumulo.

Considerazioni che devono essere fatte anche nell'eventuale decisione di localizzazione di nuovi impianti termoelettrici a gas a ciclo aperto ad alta efficienza per il bilanciamento della rete (peaker) laddove la chiusura delle centrali a carbone ne renderà necessaria la costruzione.

- **Diversificazione delle fonti di approvvigionamento anche tramite GNL**

Dato l'aumento delle condizioni di incertezza e le possibili criticità, tutte verificatesi in passato ma mai tutte contemporaneamente, di interruzione delle forniture via gasdotto, l'Italia sta attivamente perseguendo una strategia di diversificazione e di aumento delle forniture di GNL (che coprono attualmente il 9% circa del fabbisogno interno di gas) anche al fine di supportare la misura di introduzione graduale del limite di 0,1% di zolfo nei carburanti marini per i mezzi portuali e i traghetti (aree SECA) e garantire la presenza di più fonti di approvvigionamento spot che possano competere per la posizione di fonte marginale, mantenendo l'allineamento con i prezzi europei.

- **Sviluppo GNL nei trasporti marittimi e servizi portuali**

Di seguito sono elencate le misure volte allo sviluppo dell'utilizzo del GNL per ridurre le emissioni del trasporto marittimo e i servizi portuali con benefici non solo dal punto di vista ambientale, ma anche da quello economico e industriale:

- emanazione di norme di defiscalizzazione per la costruzione di depositi e/o distributori di GNL nei porti;
- definizione di idonee tariffe portuali per agevolare l'utilizzo di mezzi marittimi alimentati a GNL;
- concordare con UE forme di finanziamento finalizzate alla costruzione di depositi e di mezzi a GNL in coerenza con le politiche UE;
- misure di incentivo per la cantieristica navale a GNL;
- rimuovere le barriere, anche autorizzative, all'installazione di infrastrutture per l'erogazione del GNL sulla rete viaria e all'interno dei porti;
- facilitare la fase di approvvigionamento promuovendo la realizzazione di depositi costieri small scale. Per la realizzazione di tali depositi è importante, da un lato il supporto delle autorità di sistema portuale e dall'altro garantire procedure autorizzative con tempi certi;
- promuovere la realizzazione di impianti di microliquefazione connessi alla rete gas.

Prodotti petroliferi

La transizione verso uno sviluppo sempre meno basato sui combustibili fossili richiederà del tempo e il mantenimento di un'industria petrolifera downstream nazionale ambientalmente e

tecnologicamente all'avanguardia, efficiente e competitiva, che potrà garantire l'affidabilità, la sostenibilità e la sicurezza degli approvvigionamenti necessari.

Le azioni previste fino al 2030 sono le seguenti:

- favorire, nel corso dei prossimi anni ulteriori interventi di riconversione a bioraffinerie di raffinerie italiane marginali, in coerenza con l'aumento della domanda interna di biocarburanti avanzati;
- focalizzazione su impianti per la produzione di materie prime per la preparazione dei biocarburanti per le bioraffinerie (le cosiddette "cariche advanced" fatte, ad esempio, con oli da alghe e oli da rifiuti), in modo da creare una filiera produttiva nazionale di supporto a una transizione verso biocarburanti avanzati;
- sostenere il riutilizzo dei siti industriali mediante conversione a deposito o ad altri investimenti produttivi, anche al fine di salvaguardare i livelli occupazionali;
- evitare spiazzamenti immotivati di personale, attualmente occupato nella tradizionale filiera di estrazione e lavorazione di prodotti fossili e idrocarburi: è necessario siglare un patto generazionale tra chi ha operato per molto tempo secondo i dettami del sistema energetico tradizionale e chi si affaccia all'orizzonte 2030 in uno scenario lavorativo profondamente mutato; stimolare investimenti per aumentare la conversione dei prodotti pesanti delle lavorazioni delle raffinerie e ridurre la produzione di olio combustibile, alla luce delle nuove normative IMO;
- salvaguardare l'industria della residua raffinazione italiana, con lo scopo di consentire al mercato di disporre di prodotti ad alta compatibilità ambientale realizzati seguendo i più alti standard ambientali.

Settore elettrico

- **Aggiornamento del piano di Emergenza per la Sicurezza del Sistema Elettrico (PESSE)**

Il Piano di Emergenza per la Sicurezza del Sistema Elettrico ha l'obiettivo di attuare la disalimentazione a rotazione dei carichi al fine di fronteggiare situazioni di significativa e prolungata carenza energetica e di evitare interruzioni non controllate del servizio elettrico che causerebbero disagio sociale ed economico per la collettività. L'Allegato A.20 del Codice di Rete di Terna fornisce le disposizioni per la predisposizione e l'attuazione dei Piani di distacco a rotazione da parte dei distributori, in conformità alla Delibera del Comitato interministeriale per la Programmazione Economica (CIPE) del 1979. Entro il 31 maggio di ogni anno i distributori comunicano a Terna i rispettivi Piani di distacco, in cui sono individuati i Gruppi di distacco, i vari Turni di disalimentazione (ognuno dei quali non superiore a 90 minuti) e le varie combinazioni a seconda del Livello di severità. Il Piano coinvolge tutte le utenze a eccezione di quelle interrompibili (soggette ad altri piani di difesa) e delle utenze privilegiate come definite dalla Delibera CIPE (strutture ospedaliere, ferrovie e aeroporti). Le misure del PESSE saranno parte dei futuri Piani per la preparazione ai rischi che dovranno essere compilati, secondo quanto previsto dal Regolamento 2019/941 sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica, nell'ottica di un maggiore coordinamento transfrontaliero delle misure per la sicurezza e la gestione delle emergenze.

- **Resilienza**

Sono sempre più frequenti, anche come conseguenza dei cambiamenti climatici in atto, eventi meteorologici intensi in grado di mettere in grave difficoltà il servizio elettrico e altri servizi essenziali, anche contemporaneamente, in vaste zone di territori appartenenti a più Regioni. Inondazioni hanno devastato le Regioni del nord (Veneto, Friuli, Liguria), del centro (Lazio) e del sud (Sicilia), le quali hanno dovuto dichiarare lo stato di calamità. Il ripristino del servizio elettrico richiede l'utilizzo di personale specializzato che deve operare, per l'individuazione e la riparazione

dei guasti delle reti, in condizioni metereologiche avverse e in zone non facilmente accessibili, con rischi per l'incolumità dei lavoratori.

Le infrastrutture elettriche sono risultate troppo esposte a tali eventi, motivo per cui sono state definite metodologie per individuare interventi in grado di migliorare la resilienza del sistema elettrico a tali fenomeni, attraverso un tavolo tecnico coordinato dall'ARERA e la Commissione Abruzzo, nominata dal MiSE a seguito dell'ultima grave interruzione del servizio elettrico per neve nel centro Italia.

In un'ottica di medio-lungo periodo sono da un lato da incrementare gli interventi sugli asset attraverso la magliatura e il potenziamento della rete, prevedendo anche una diversificazione delle tecnologie utilizzate. In tal senso, ad esempio, l'uso del cavo interrato deve essere attentamente valutato, in quanto più resistente agli eventi meteorologici avversi (v. Pds 2018), pur richiedendo in caso di eventuali guasti maggiori tempi di ripristino. Terna ha recentemente maturato un orientamento di maggior favore verso un incremento dell'utilizzo del cavo interrato.

Nell'immediato sono da prevedere gli interventi di mitigazione, quali ad esempio i dispositivi antirotazionali per prevenire l'effetto del manicotto di ghiaccio e il telecontrollo.

Nella definizione di resilienza del sistema rientrano anche tutte quelle attività che i gestori di rete devono mettere in campo per ridurre i tempi di ripresa del servizio, che richiedono azioni di coordinamento con i principali soggetti coinvolti (enti territoriali, Protezione Civile, enti gestori delle strade, ecc.) e messa a disposizione delle risorse disponibili.

Sia il Gestore della Rete di trasmissione nazionale che i distributori sono tenuti a presentare i piani di resilienza individuando le aree e le linee a rischio e gli interventi prioritari da realizzare per migliorare la resilienza delle infrastrutture di rete.

- **Piani di difesa della rete di trasmissione e adozione di misure di continuo adeguamento tecnologico**

I Piani di difesa dovranno essere adeguati per tener conto del decomissioning del parco termico nazionale a carbone e del progressivo aumento della produzione da fonti rinnovabili. Dovranno essere condotti approfondimenti e studi di rete per valutare le possibili contromisure da adottare sia nei casi di degrado della rete che quelle determinate dalla generazione distribuita (basso carico).

- **Mercato della capacità**

La misura (Decreto ministeriale 28 giugno 2019), approvata inizialmente dalla CE nel 2018 e poi nel 2019 nella successiva versione con nuovi limiti emissivi per gli impianti partecipanti, prevede l'introduzione di aste annuali da parte di Terna, aperte a tutte le tecnologie in grado di contribuire all'obiettivo di adeguatezza, per l'approvvigionamento di risorse, anche estere, a copertura del fabbisogno espresso da Terna sulla base di un assessment di lungo periodo aggiornato annualmente. La prima asta tenutasi il 6 novembre 2019, relativa all'anno di consegna 2022, ha visto l'assegnazione da parte del TSO di oltre 40 GW di capacità così ripartiti: 34,7 GW di capacità esistente (di cui 1 GW da FER), 1,7 GW di nuove centrali e 4,4 GW di capacità virtuale estera. La seconda gara tenutasi il 28 novembre 2019, relativa all'anno di consegna 2023, invece, ha visto l'assegnazione da parte del TSO di circa 43,4 GW di capacità con un incremento dovuto principalmente ai nuovi impianti pari a 4 GW, mentre sono state grossomodo confermate sia la capacità esistente (35 GW di cui 1,3 GW da FER) che quella virtuale estera (4,4 GW). In entrambe le tornate i relativi premi annui per la capacità assegnata sono stati pari a 33.000 €/MW per gli impianti esistenti, 75.000 €/MW per i nuovi impianti e circa 4.000 €/MW per la capacità virtuale dall'estero, per complessivi 1,3 mld€ nella prima assegnazione e quasi 1,5 mld€ nella seconda. La misura è funzionale a promuovere investimenti nel lungo periodo, efficienti, flessibili e meno

inquinanti, nella prospettiva di una decarbonizzazione del settore e dei target ambiziosi di penetrazione delle fonti rinnovabili da qui al 2030.

- **Adeguamento della disciplina riguardante le autorizzazioni degli impianti termoelettrici**

Aggiornamento della disciplina relativa alle autorizzazioni degli impianti termoelettrici, snellendo il procedimento in caso di modifica minore di impianti esistenti per dare maggiore flessibilità al sistema, disciplinando anche eventuali fasi (tempi massimi e modi) di messa in conservazione temporanea, integrando le attuali fasi di messa fuori servizio definitiva e dismissione dell'impianto.

- **Cybersecurity**

Adeguamento delle misure nazionali di cybersecurity (identificazione dei rischi e azioni di contrasto), in relazione all'evoluzione della normativa in materia, sia per l'attuazione della Direttiva NIS, sia per la prevista adozione da parte della Commissione europea di un apposito codice di rete in materia. Tali misure nazionali insieme a quelle coordinate con gli altri Paesi UE, faranno parte del Piano di preparazione ai rischi previsto dal Regolamento 2019/941 .

ii. Cooperazione regionale in questo settore

- **Coordinamento transfrontaliero**

Definizione, in coordinamento con gli altri Paesi UE, di nuovi modelli di coordinamento transfrontaliero tra TSO delle informazioni e delle azioni in materia di prevenzione dei rischi e di gestione delle possibili criticità ed emergenze del sistema. A tal riguardo, tra le nuove responsabilità dovrà essere definito e periodicamente aggiornato il Piano per la preparazione ai rischi, a partire dalla definizione di scenari di rischio sia nazionali sia regionali, individuati secondo le metodologie previste dalla normativa UE, anche con riferimento all'adozione di misure di solidarietà e di assistenza reciproca tra Stati e al coordinamento in materia di cybersecurity.

- **Definizione, con altri Stati membri, e organizzazione delle misure di solidarietà**

Coordinamento con TSO, Ministeri e Regolatori degli altri Stati membri interessati dai tre principali corridoi di approvvigionamento gas all'Italia per giungere ad accordi bilaterali che stabiliscano misure di emergenza, le loro quantificazioni e i relativi aspetti economici.

- **Coordinamento dei piani decennali di sviluppo della rete nazionale italiana gasdotti con i piani degli altri TSO europei e studi sul possibile utilizzo dell'infrastruttura gas anche in miscela con idrogeno**

Visto il progressivo invecchiamento delle infrastrutture di trasporto del gas naturale, sia nazionali che europee, di una rete che si è cominciato a sviluppare più di 40 anni fa, nonché le eventuali necessità di riassestamento della stessa in virtù dell'attivazione di nuove interconnessioni o di nuove rotte di approvvigionamento già definite, è necessario che i piani di sviluppo della rete stessa siano sempre aggiornati per garantire la continuità del servizio ai clienti finali, tramite il rifacimento dei tratti più vetusti e l'ottimizzazione delle reti di trasporto anche tramite l'immissione di miscele gas naturale-idrogeno e di biometano. Ai fini di favorire lo sviluppo dell'utilizzo del biometano è prevista l'istituzione di uno sportello unico per le autorizzazioni, la semplificazione delle procedure per l'allacciamento, misure regolatorie, la possibile previsione di una quota percentuale obbligatoria di gas rinnovabile (incluso idrogeno da rinnovabili) da immettere nelle reti in funzione della effettiva disponibilità di biomasse sostenibili, valutabile in alcuni miliardi di m^3. Inoltre, si intende favorire l'utilizzo del biometano per tutti i settori non elettrificabili.

- **Cybersecurity transfrontaliera**

Fa parte dell'ambito della collaborazione transfrontaliera il tema della cybersecurity. L'Italia continuerà a promuovere in ambito G7, dando seguito all'incontro tenutosi a Roma nel 2014 proprio sulla sicurezza energetica, la creazione e lo sviluppo di un ambiente favorevole per consentire alle agenzie e agli operatori di sistema competenti di esplorare modalità efficaci per implementare la collaborazione e monitorare i progressi compiuti. La collaborazione, svolta in partenariato con università, istituti di ricerca e settore privato, consisterà principalmente in un confronto fra le architetture nazionali in essere, esercitazioni congiunte, sistemi di prevenzione e risposta, la ricerca e il controllo delle filiere tecnologiche. Con specifico riferimento al G7, l'Italia ha continuato il lavoro avviato nel 2014 a Roma nel G7 dedicato alla sicurezza energetica, proseguendo il dibattito sulle minacce e sulle strategie di cybersecurity nel settore elettrico e in altri settori energetici.

L'Italia è impegnata a sviluppare anche altre iniziative di cooperazione Internazionali a livello multilaterale, nell'ambito dell'Agenzia Internazionale per l'Energia tramite l'Implementing Agreement ISGAN, e nella nuova iniziativa Mission Innovation, Challenge #1 Smart Grids.

iii. Misure di finanziamento, compresi il sostegno dell'Unione e l'uso dei fondi dell'Unione, in questo settore a livello nazionale, se del caso

3.4 Dimensione del mercato interno dell'energia[20]

3.4.1 Infrastrutture per l'energia elettrica

i. Politiche e misure volte a conseguire il traguardo di interconnettività di cui all'articolo 4, lettera d)

- **Interconnessioni elettriche con l'estero**

È stato individuato un primo set di nuove infrastrutture (allegato III della SEN), da realizzare in coerenza con il piano di sviluppo di TERNA, che riguardano anche l'interconnessione con l'estero, in particolare con:

- la frontiera nord (Francia, Svizzera, Austria e Slovenia);
- la frontiera con il sud est Europa, dove si riscontra una capacità produttiva diversificata e competitiva in aumento nel medio-lungo periodo, in alternativa a gas e petrolio, sulla base delle risorse minerarie e idriche presenti nei Paesi del sud est Europa e grazie alle potenziali sinergie con i sistemi elettrici dell'area.

Anche lo sviluppo della capacità di interconnessione con il nord Africa può fornire uno strumento addizionale per ottimizzare l'uso delle risorse energetiche. Saranno consentiti e promossi anche Interconnectori e nuova capacità di trasporto anche finanziata da soggetti privati (tipicamente grandi consumatori di energia).

Resta fermo l'interesse a investigare ulteriori progetti di interconnessione, sempreché fattibili tecnicamente ed economicamente. Infatti, come affermato dall'expert group e condiviso dalla Commissione, condicio sine qua non per la realizzazione di un nuovo interconnettore è che esso sia sottoposto ad analisi costi-benefici socio-economiche e ambientali in grado di garantire che i benefici superino i costi.

ii. Cooperazione regionale in questo settore[21]

Nel confronto con i Paesi con cui sono già esistenti o previsti dei potenziamenti o nuove interconnessioni elettriche (Slovenia, Austria e Croazia e Malta) c'è stata comunanza di intenti rispetto a tali iniziative e alle opportunità di stabilità per il sistema elettrico che tali infrastrutture offrono. Malta in particolare, valuterebbe positivamente un ulteriore potenziamento dell'interconnessione con la Sicilia nei prossimi anni.

iii. Misure di finanziamento, compresi il sostegno dell'Unione e l'uso dei fondi dell'Unione, in questo settore a livello nazionale, se del caso

Lo sviluppo della capacità di interconnessione con il nord Africa è di rilevanza strategica e in tale contesto il cavo di interconnessione Italia-Tunisia (progetto ELMED) può fornire uno strumento addizionale per ottimizzare l'uso delle risorse energetiche di entrambi i Paesi, con riflessi positivi negli scenari di medio e di lungo termine anche su altri Stati membri, motivo per il quale esso è incluso nella lista di Progetti di Interesse Comune (PIC). Il progetto, ai fini della sua fattibilità economica, necessita comunque di un sostanziale contributo finanziario comunitario a valere essenzialmente sullo strumento Connecting Europe Facility (CEF), anche erogato sulla scala di più anni.

[20] *Le politiche e le misure rispecchiano il primo principio dell'efficienza energetica.*
[21] *Interventi diversi dai PIC dei gruppi regionali istituiti ai sensi del regolamento (UE) n. 347/2013.*

3.4.2 Infrastruttura di trasmissione dell'energia

i. Politiche e misure relative agli elementi di cui al punto 2.4.2, comprese, se del caso, misure specifiche per consentire la realizzazione di progetti di interesse comune (PIC) e di altri progetti infrastrutturali importanti

Le misure per favorire un potenziamento e un miglioramento della rete di trasmissione dell'energia elettrica, da realizzare in coerenza con il piano di sviluppo decennale di TERNA, si basano sulle seguenti azioni:

- **Sviluppi rete interna**

Ulteriori rinforzi di rete tra le zone nord - centro e centro - sud tesi a ridurre il numero di ore di congestione tra queste sezioni. Tra i nuovi interventi si segnala la cosiddetta dorsale adriatica, un cavo in HVDC tra le sezioni di mercato centro - sud e centro - nord, connesso ai nodi elettrici di Villanova (o Villavalle) e Fano (o Porto Tolle).

L'obiettivo della decarbonizzazione presenta problematiche con riferimento alla gestione in sicurezza della rete sarda. È in corso di valutazione un nuovo collegamento con la Sardegna (parte Sud), prospettato dal gestore della rete mediante due nuovi collegamenti "Continente - Sicilia" e "Sicilia - Sardegna".

A questi interventi bisognerà aggiungere anche investimenti sulle reti di distribuzione, sempre più interessate dalla diffusione di impianti di piccole e medie dimensioni.

- **Pianificazione dello sviluppo della rete di trasmissione nazionale**

Nell'ambito della pianificazione dello sviluppo della rete di trasmissione nazionale sono previste: misure per accelerare l'approvazione dei Piani di Sviluppo; estensione della metodologia analisi costi benefici, che tenga conto anche dell'impatto ambientale; coordinamento con la pianificazione dei DSO. I piani di difesa, invece, dovranno essere adeguati per tener conto del decomissioning del parco termoelettrico nazionale a carbone e del progressivo aumento della produzione da fonti rinnovabili. Dovranno essere condotti approfondimenti e studi di rete per valutare le possibili contromisure da adottare sia nei casi di degrado della rete che quelle determinate dalla generazione distribuita (basso carico). I piani di difesa devono essere integrati dalla sezione resilienza della rete.

- **Sviluppo di sistemi di accumulo funzionali alla gestione in sicurezza ed efficienza della RTN**

Lo sviluppo delle rinnovabili atteso al 2030 ha già portato il TSO a quantificare le esigenze di nuovi sistemi di accumulo che saranno necessari (riportate nel Par. 2.3 iv), insieme allo sviluppo delle reti, per continuare una gestione in condizioni di sicurezza. Sono state inoltre già avviate delle attività di ricognizione delle potenzialità esistenti nelle varie aree del Paese e della localizzazione ottimale degli impianti di accumulo anche tenendo conto del potenziale residuo degli invasi idrici esistenti. Inoltre, in coerenza con la Direttiva UE in corso di adozione, si procederà a una modifica dell'attuale disciplina in materia di accumuli e si definirà un nuovo quadro regolatorio, che possa promuovere lo sviluppo e l'operatività della nuova capacità di accumulo necessaria secondo un modello di mercato in cui agiscano soggetti in concorrenza nell'offerta di servizi di rete diverso da quello attuale (gestione diretta da parte del TSO quali infrastrutture di rete con riconoscimento tariffario). Al fine di garantire il soddisfacimento del fabbisogno di accumuli richiesto dal sistema, in caso di fallimento del mercato, previa autorizzazione dell'ARERA e sulla base di indirizzi del Ministro dello Sviluppo Economico, non si esclude l'eventualità che il TSO possa dover realizzare e gestire sistemi di accumulo connessi direttamente alla rete di trasmissione nazionale, nei soli due seguenti casi:

- accumuli integrati nella RTN funzionali alla sicurezza del sistema elettrico che non possono operare sui mercati all'ingrosso in concorrenza con gli operatori;
- accumuli in grado di erogare servizi ancillari e che, a tale scopo, partecipano ai mercati dei servizi ma per i quali siano state svolte procedure concorrenziali finalizzate ad acquisire tali risorse dagli operatori di mercato.

- **Approccio prototipale per agevolare la realizzazione di progetti innovativi sulle reti energetiche**

Definizione di un quadro regolatorio che abiliti progetti innovativi, anche mediante un fondo dedicato, per consentire su proposta degli operatori di testare, sul campo e in via prototipale, anche mediante la concessione di deroghe transitorie alla regolazione vigente, prevedendo al contempo adeguati meccanismi di riconoscimento dei costi efficienti. Particolarmente coinvolti saranno gli operatori di rete, attivando un nuovo approccio di innovazione di sistema che coinvolga anche le parti commerciali per lo sviluppo di nuovi business model nelle fasi a valle della filiera e sperimentazioni di offerte multiservizio a livello urbano o locale. Un esempio in tale senso è fornito dai progetti pilota avviati dall'ARERA per favorire la partecipazione delle risorse distribuite al mercato dei servizi di dispacciamento.

- **Orientamenti per l'evoluzione del riconoscimento dei costi infrastrutturali sulla base del servizio reso agli utenti**

Progressivo e graduale superamento dell'attuale approccio di riconoscimento dei costi, differenziato tra costi operativi e costi di capitale, a favore di un approccio integrato che responsabilizzi gli operatori. In particolare, il nuovo approccio integrato si focalizza sui seguenti aspetti: previsioni e piani di sviluppo realistici, fondati sulle future ed effettive esigenze dei clienti del servizio; incentivi per migliorare il livello di performance, in termini di efficienza, economicità e qualità del servizio; rimozione di eventuali barriere regolatorie allo sviluppo di soluzioni innovative. Nella regolazione infrastrutturale delle reti si intende avviare un programma graduale di consolidamento di nuove modalità di riconoscimento dei costi, superando le attuali distorsioni derivanti dal differente trattamento regolatorio dei costi operativi rispetto ai costi di capitale, e valorizzando il servizio reso ai diversi "utenti" delle reti in termini di output rilevanti e misurabili. Non meno importante, si dovranno fornire le leve e la flessibilità necessaria ad accompagnare, al minore costo possibile, lo sviluppo e l'aggiornamento tecnologico delle infrastrutture necessarie al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione assunti dal Paese nel quadro europeo.

- **Sviluppi rete GNL**

Il D.Lgs. 16 dicembre 2016, n.257 di recepimento della Direttiva "DAFI", recante "Disciplina di attuazione della Direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 22 ottobre 2014, sulla realizzazione di una infrastruttura per i combustibili alternativi", all'articolo 6, per la fornitura di gas naturale per il trasporto, prevede che entro il 31 dicembre 2025 nei porti marittimi, ed entro il 31 dicembre 2030 nei porti della navigazione interna, sia realizzato un numero adeguato di punti di rifornimento di GNL per navi adibite alla navigazione interna o navi adibite alla navigazione marittima alimentate a GNL nella rete centrale della TEN-T. Lo stesso articolo prevede che entro il 31 dicembre 2025 sia realizzato, con un graduale sviluppo, un numero adeguato di punti di rifornimento di GNL, anche abbinati a punti di rifornimento di GNC (gas naturale compresso), accessibili al pubblico almeno lungo le tratte italiane della rete centrale TEN-T per assicurare la circolazione dei veicoli pesanti alimentati a GNL, tenendo conto della domanda attuale e del suo sviluppo a breve termine. In Italia, la rete centrale TEN-T conta circa 3.300 km di strada complessivi, divisi in 3 principali corridoi:

- Asse Palermo - Napoli - Roma - Bologna - Modena - Milano - Verona - Brennero.

- Asse Genova - Milano - Chiasso e Genova Voltri - Alessandria - Gravellona Toce.
- Asse Frejus - Torino - Milano - Bergamo - Verona - Padova - Venezia - Trieste.

Negli ultimi anni, a seguito del grande sviluppo del numero di veicoli pesanti alimentati a GNL - a oggi circa 2.000 in circolazione sulle strade italiane - sono stati realizzati ed entrati in esercizio un buon numero distributori stradali di metano liquido (attualmente sul territorio italiano ci sono 59 impianti in esercizio e ulteriori 41 in progetto, secondo Federmetano).

L'importazione di GNL come fonte di approvvigionamento complementare alle forniture via gasdotto.

Dato l'aumento delle condizioni di incertezza e le possibili criticità - tutte verificatesi in passato ma mai tutte contemporaneamente - di interruzione delle forniture verso l'Italia via gasdotto, il Ministero dello Sviluppo Economico sta attivamente perseguendo una strategia di diversificazione e di aumento delle forniture di GNL, oggi provenienti quasi esclusivamente dal Qatar, e che coprono il 9% circa del fabbisogno interno di gas. La capacità di rigassificazione, anche la cosiddetta small scale (piccola taglia), sarà quindi un elemento fondamentale per l'Italia nel periodo di transizione verso un sistema completamente decarbonizzato, perché consentirà di cogliere le opportunità di un mercato del GNL che si prevede in eccesso di offerta probabilmente fino alla prima metà del prossimo decennio e, allo stesso, tempo di gestire la riduzione delle importazioni da sud (in particolare dall'Algeria), offrendo alternative di approvvigionamento per il mercato spot. Al fine di aumentare sicurezza, diversificazione e competizione per il sistema gas italiano, lo sviluppo di nuova capacità di importazione di GNL può rappresentare lo strumento necessario a garantire la presenza di più fonti di approvvigionamento spot che possano competere per la posizione di fonte marginale, mantenendo l'allineamento con i prezzi europei. Nel settore gas sono in corso di autorizzazione e valutazione presso il MiSE e il MIT diversi progetti di depositi costieri di GNL di piccolo volume (SSLNG), da realizzare in Sardegna, in Adriatico (Ravenna e Porto Marghera) e nel Tirreno (Napoli), per lo scarico del GNL da navi metaniere di piccola taglia, lo stoccaggio e il successivo caricamento su navi bettoline (bunkeraggio) e su autocisterne criogeniche per il rifornimento di clienti civili e/o industriali e di stazioni di rifornimento carburanti. In particolare in Sardegna, due delle tre iniziative presentate vedono l'accoppiamento di SSLNG e minirigassificatori. È opportuno e conveniente (i) rifornire di gas naturale le industrie sarde, le reti di distribuzione cittadine, già esistenti (in sostituzione dell'attuale gas propano) e già oggi compatibili con il gas naturale, e in costruzione; (ii) sostituire i carburanti per il trasposto pesante; (iii) sostituire i carburanti marini tradizionali con GNL introducendo, in modo graduale, il limite di 0,1% di zolfo per i mezzi portuali e i traghetti; (iv) alimentare a gas naturale le centrali termoelettriche previste per il phase out delle centrali alimentate a carbone. A valle dell'analisi costi benefici avviata da RSE per conto di ARERA, che si prevede disponibile nella primavera 2020, si implementeranno gli interventi più adeguati per il trasporto del gas naturale. Al fine di offrire agli utenti sardi connessi alle reti di distribuzione prezzi in linea con quelli del resto d'Italia, dovranno essere adottate soluzioni tecnico/regolatorie che consentano di equiparare gli oneri di sistema e correlare il prezzo della materia prima al PSV. In tale prospettiva, al fine di assicurare ai consumatori sardi il necessario livello di sicurezza, equità e continuità delle forniture, sarà valutata la possibilità di un collegamento tra i depositi costieri in costruzione e in autorizzazione, e i terminali di rigassificazione operanti in Italia che si doteranno di un sistema di reloading effettuato dal TSO, e di adottare un sistema di correlazione del prezzo della materia prima con quello al PSV. A tale proposito si segnalano nuovi progetti di realizzazione tra cui il progetto del terminale di rigassificazione OLT Offshore LNG Toscana che prevede, in aggiunta alle attività attualmente svolte dal terminale, l'implementazione di un servizio small scale per lo scarico di GNL in navi di piccola taglia che andranno a rifornire depositi costieri e di bunkeraggio nei porti italiani e di tutto il Mediterraneo, nonché un analogo servizio per l'impianto GNL di Panigaglia. Il rifornimento diretto del GNL permetterà di superare l'attuale meccanismo di import di GNL via camion da deposito e terminali esteri favorendo così

l'utilizzo del GNL come combustibile per il trasporto marittimo e terrestre. L'iter autorizzativo per la realizzazione delle necessarie modifiche impiantistiche è in corso di finalizzazione.

ii. Cooperazione regionale in questo settore[22]

Cooperazione con altri Stati membri nell'ambito del programma TEN-T per ottimizzare le risorse e i piani complessivi di sviluppo del sistema del GNL per i trasporti stradali pesanti e marittimi. Possibile istituzione di aree SECA coordinate con Stati frontisti.
Ulteriori temi di rilevante interesse sui quali, a seguito degli incontri intercorsi con gli altri Paesi membri nel 2019, si intende promuovere approfondimenti congiunti sono:

- intensificazione delle attività nell'ambito del gruppo interconnessione gas nell'Europa centrale e sudorientale (CESEC);
- iniziative per un maggior coordinamento di nuovi progetti e infrastrutture nell'Adriatico.

iii. Misure di finanziamento, compresi il sostegno dell'Unione e l'uso dei fondi dell'Unione, in questo settore a livello nazionale, se del caso

Molte delle infrastrutture transfrontaliere previste sia per il settore elettrico che per il gas sono progetti di interesse comune (PIC), ovvero interventi infrastrutturali con effetti positivi sui Paesi europei, che permettono di integrare i mercati dell'Unione, diversificare le risorse energetiche e contribuire a porre fine all'isolamento energetico. Si tratta di progetti che riguardano i settori dell'energia elettrica e del gas: dai terminal GNL ai progetti per lo stoccaggio energetico, passando per le linee elettriche di trasmissione e i gasdotti che connettono i Paesi europei. Attraverso lo status di progetto di interesse comune si promuoverà l'accesso dei progetti infrastrutturali necessari per l'ottenimento del piano di finanziamento nell'ambito del Meccanismo per collegare l'Europa (CEF).

3.4.3 Integrazione del mercato

i. Politiche e misure relative agli elementi di cui al punto 2.4.3

Per favorire una maggiore integrazione del mercato con gli altri Stati il Testo integrato del dispacciamento elettrico (TIDE), in fase di finalizzazione dopo la consultazione (Documento per la consultazione 322/2019/R/eel), definisce gli orientamenti complessivi e prevede una serie di azioni tra cui le seguenti:

- **Superamento del Prezzo Unico Nazionale (PUN)**

Sarà valutato il superamento del PUN nel medio termine, in considerazione delle complessità di gestione e dei vincoli operativi che comporta nella gestione del processo di integrazione dei mercati europei attraverso il market coupling e di una partecipazione più attiva della domanda al mercato. A tal fine, saranno presi in considerazione prioritariamente l'evoluzione degli assetti di rete e l'esigenza di preventiva realizzazione di interventi volti a ridurre le congestioni di rete e/o i possibili svantaggi competitivi di specifiche aree territoriali anche tenendo conto della crescente penetrazione da rinnovabili.

- **Sviluppo del market coupling**

[22] *Interventi diversi dai PIC dei gruppi regionali istituiti ai sensi del regolamento (UE) n. 347/2013.*

Si proseguirà con lo sviluppo del market coupling, già a pieno regime sul mercato del giorno prima e in corso di evoluzione sui mercati intraday e sul mercato dei servizi di dispacciamento, in relazione all'attuazione di quanto previsto dai codici di rete europei in materia (Regolamenti CACM and Balancing). In particolare, il passaggio al target model per il mercato intraday (negoziazione continua e chiusura in prossimità del tempo reale) è previsto nella seconda metà del 2020, in modo coordinato con la riforma del dispacciamento e della disciplina degli sbilanciamenti. Invero, il disegno del mercato infragiornaliero condiviso a livello europeo si configura come modello ibrido basato sulla contrattazione continua, intervallata da tre aste implicite aventi la finalità, tra l'altro, di allocare e valorizzare la capacità interzonale residua.

- **Introduzione dei prezzi negativi sui mercati nazionali**

Occorre colmare il ritardo italiano nella regolamentazione dei prezzi all'ingrosso, anche ai fini del coupling, e prevedere la possibilità di prezzi negativi. Infatti, attualmente, in tutti i mercati elettrici italiani non è ancora possibile presentare offerte a prezzo negativo, essendo previsto un limite inferiore (floor) di prezzo pari a 0 €/MWh, mentre i prezzi negativi sono presenti in diversi mercati elettrici europei. Per favorire una sempre maggiore integrazione con i mercati europei, in ottemperanza anche a quanto previsto dal Regolamento europeo (2019/943) che prevede che le regole di mercato non debbano vincolare in alcun modo la formazione del prezzo, sarà prevista anche in Italia la rimozione del floor a 0 €/MWh (consentendo, quindi, la possibilità di presentare offerte a prezzi negativi) in MGP e MI.

Infatti, la possibilità di presentare offerte a prezzi negativi permette di affrontare, secondo criteri di merito economico, condizioni di eccesso d'offerta derivanti dalla scarsa flessibilità della domanda e/o dell'offerta di energia elettrica. In tali situazioni, vi sono le condizioni per cui un produttore è disposto a pagare per poter acquisire il diritto di immettere energia elettrica nella rete

Tuttavia, occorre anche tenere conto della presenza dell'offerta della generazione incentivata e dell'eventuale possibilità di esercizio del potere di mercato, in quanto questi aspetti potrebbero attenuare o addirittura vanificare gli effetti benefici derivanti dall'introduzione dei prezzi negativi.

In tal senso sarà necessario prevedere che, nelle ore in cui i prezzi di chiusura di MGP e MI siano negativi, non vengano erogati gli incentivi associati all'energia elettrica immessa in rete (fattispecie già contemplata nel D.M. 4 luglio 2019, FER1), di qualunque tipo essi siano, eventualmente consentendone il recupero al termine del periodo di diritto. Sarà inoltre previsto che, nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili, gli eventuali incentivi per l'energia elettrica prodotta o immessa in rete siano erogati anche nel caso in cui l'energia elettrica non venga immessa per effetto dell'accettazione, da parte di Terna, di offerte a scendere accettate su MSD o per effetto di ordini di dispacciamento emergenziali (quali quelli da cui deriva la mancata produzione eolica), anziché prevedere che tali incentivi non erogati siano recuperati solo al termine del loro periodo di diritto (quindi potenzialmente anche dopo svariati anni). Ciò consentirebbe di evitare che l'assenza dei prezzi negativi su MSD rappresenti un ostacolo all'erogazione dei servizi ancillari a scendere nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili incentivate.

ii. Misure per aumentare la flessibilità del sistema energetico relativamente alla produzione di energia rinnovabile, come le reti intelligenti, l'aggregazione, la gestione della domanda, lo stoccaggio, la generazione distribuita, i meccanismi di dispacciamento, ridispacciamento e riduzione e i segnali di prezzo in tempo reale, compresa la diffusione dell'accoppiamento dei mercati infragiornalieri e quella dei mercati di bilanciamento transfrontalieri

- **Riorganizzazione e razionalizzazione delle configurazioni con auto-consumo**

La diffusione delle configurazioni in autoconsumo e, in prospettiva, delle energy communities, è volta a promuovere un sistema elettrico più decentrato e il ruolo attivo della domanda e della produzione distribuita.

In primo luogo, anche sulla base dei nuovi orientamenti comunitari, si definiranno le configurazioni di autoproduzione realizzabili e le loro caratteristiche. Si consentirà di realizzare nuovi sistemi di distribuzione chiusi e saranno definite misure per altri sistemi privati connessi a impianti alimentati da fonti rinnovabili o a Cogenerazione ad Alto Rendimento, anche integrati con l'accumulo. Saranno al riguardo regolati la natura dei soggetti titolati alla realizzazione, gli obblighi in tema di sicurezza per le configurazioni, i ruoli e i diritti dei singoli consumatori interni ai sistemi di autoproduzione, le modalità di partecipazione ai mercati, i rapporti con DSO e TSO.

Compatibilmente con il conferimento delle necessarie deleghe del Parlamento al Governo, con il massimo anticipo possibile rispetto alle scadenze comunitarie, nel quadro del recepimento della Direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la Direttiva 2012/27/UE, e del recepimento della Direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (rifusione), saranno emanate le norme che, con un approccio coerente con gli obiettivi di decarbonizzazione, consentano di implementare linee dirette, clienti attivi, comunità energetiche dei cittadini e sistemi di distribuzione chiusi, autoconsumatori di energia da fonti rinnovabili e comunità di energia rinnovabile.

- **Sostegno alle configurazioni con auto-consumo**

La misura è stata descritta in dettaglio all'interno del paragrafo 3.1.2.

- **Sviluppo delle energy communities**

Nell'ambito delle misure per accrescere la partecipazione attiva e consapevole dei consumatori ai mercati, si prevede, anche in attuazione delle normative UE, di introdurre una disciplina che consenta e regoli lo sviluppo di iniziative di cittadini (con la partecipazione anche di altri soggetti, incluse imprese e municipalizzate) che si associano in entità nuove finalizzate a gestire, con finalità prevalentemente sociali, consumi e generazione di energia, anche attraverso strumenti di sharing anche virtuale. A tal fine sarà condotta una preventiva analisi per individuare eventuali impatti sul sistema in relazione ai possibili modelli di implementazione delle comunità e aspetti di disciplina (es. configurazioni fisiche e/o virtuale, perimetro geografico, ecc.), in sinergia con quanto previsto per le comunità di energia rinnovabile al paragrafo 3.2.1.

- **Diffusione tecnologia integrazione tra veicoli e rete elettrica: vehicle to grid**

Con l'attesa elettrificazione del settore, la mobilità connessa potrebbe anche diventare una risorsa di flessibilità importante per supportare le esigenze nella gestione della rete, mediante lo sviluppo di tecnologie innovative come il cosiddetto vehicle to grid. In una prima fase, saranno introdotti meccanismi e nuove regole per la partecipazione ai mercati dei servizi dei sistemi di ricarica dei veicoli elettrici, prevedendo inoltre specifiche misure di riequilibrio nel pagamento degli oneri generali di sistema; iniziative, in tal senso saranno inizialmente promosse in via sperimentale.

Successivamente, i suddetti meccanismi saranno applicati in via estensiva al fine di promuovere la diffusione della tecnologia per l'integrazione tra i veicoli elettrici e la rete elettrica; saranno svolte preventive valutazioni di impatto onde tenere conto degli esiti della fase sperimentale e individuare gli opportuni adeguamenti ai meccanismi.

È attualmente in fase di finalizzazione il Decreto Ministeriale che stabilisce le regole di funzionamento del cosiddetto vehicle to grid. Anche nella Consultazione pubblica si sono auspicate soluzioni o incentivi capaci di favorire il vehicle to grid o la ricarica intelligente, ad esempio favorendo la diffusione di impianti fotovoltaici per l'alimentazione del punto di ricarica dei veicoli elettrici e supportando l'installazione di impianti fotovoltaici per l'alimentazione del punto di ricarica dei veicoli elettrici. Infine, è importare provvedere all'implementazione di una Piattaforma Unica Nazionale, per la localizzazione e l'utilizzo delle infrastrutture esistenti.

- **Aggiornamento del modello di dispacciamento e ruolo dei distributori (DSO)**

In una prima fase, saranno forniti indirizzi all'ARERA per una riforma del funzionamento del mercato di dispacciamento che, pur nell'ambito di un modello di central dispatch, preveda un ruolo più attivo dei DSO attraverso l'aggiornamento delle loro responsabilità nella fornitura dei servizi di rete resi dalle risorse distribuite e per mezzo di nuovi modelli di cooperazione tra il TSO e i DSO; ciò si rende necessario in un contesto di maggiore partecipazione attiva e di conseguente maggiore responsabilizzazione delle risorse distribuite di consumo e generazione (anche tramite la promozione dell'aggregazione di impianti, eventualmente iniziando con progetti pilota). Secondo l'approccio a oggi prevalente, in Europa come in Italia, si ritiene opportuno mantenere un modello in cui il mercato del bilanciamento venga gestito unicamente dai TSO, assegnando ai DSO un ruolo di "facilitatore" per quanto riguarda il dispacciamento delle risorse connesse alle loro reti. A tal riguardo, uno specifico ambito d'intervento riguarderà le procedure e i sistemi di comunicazione tra i gestori di rete (di trasmissione e di distribuzione); sarà inoltre opportuno definire nuovi standard di controllabilità e osservabilità tra il gestore della rete di trasmissione e gli utenti del dispacciamento/ balance service provider collegati ai nuovi soggetti partecipanti al MSD (aggregatori di generazione, consumo e stoccaggi).

In un secondo momento, sarà valutata, sulla base di criteri tecnici di efficienza e sicurezza, la progressiva evoluzione dell'attuale modello centralizzato di dispacciamento (central dispatch) verso un modello più decentrato, onde tener conto dell'esigenza di gestire una crescente quota di risorse distribuite e dell'impulso delle nuove norme UE ad assegnare ai DSO nuovi compiti quali l'approvvigionamento di servizi di flessibilità a livello locale. A tale riguardo, anche in considerazione degli orientamenti espressi dall'ARERA per la riforma del dispacciamento, si ritiene utile procedere con un approccio graduale basato sulla sperimentazione di nuovi modelli attraverso progetti pilota che possa orientare in modo efficace una riorganizzazione a regime di ruoli e responsabilità.

Inoltre, ai sensi anche degli orientamenti espressi dall'ARERA nel TIDE, saranno valutati ulteriori potenziali elementi volti a migliorare, in termini di efficienza, efficacia e trasparenza, la funzionalità del MSD, quali l'eventuale introduzione del system marginal price (a sostituzione dell'attuale pay as bid) per la formazione dei prezzi su MSD, nonché la presentazione di valutazioni che potrebbero essere utili per aggiornare i criteri sulla base dei quali Terna sarà chiamata a rivedere i modelli attualmente utilizzati ai fini dell'ottimizzazione del dispacciamento affinché siano il più possibile adatti a rappresentare una situazione in cui le risorse di flessibilità saranno sempre più messe a disposizione da una pluralità di unità di consumo e/o di produzione diverse aggregate in unità virtuali.

- **Sviluppo del continuous trading nel mercato intraday**

Nell'ambito delle modifiche al funzionamento del mercato intraday (MI), anche in attuazione di quanto previsto dalle regole europee, sarà implementata una procedura per consentire agli operatori di mercato di presentare offerte fino a un'ora prima della chiusura del mercato, attraverso procedure di negoziazione continua. Si tratta di modifiche che agevolano le negoziazioni in prossimità del tempo reale, riducendo i rischi di sbilanciamento delle posizioni degli operatori e

promuovendo la maggiore partecipazione al mercato degli operatori FER che per effetto della non programmabilità degli impianti sono maggiormente soggetti a tale rischio. La riforma sarà coordinata con le modifiche alla disciplina del mercato di dispacciamento da parte del TSO. In particolare, saranno introdotte specifiche modalità di coordinamento anche nella forma di vincoli di fattibilità delle modifiche dei programmi da parte delle unità abilitate, affinché la negoziazione continua possa svolgersi in modo compatibile con le esigenze di gestione del dispacciamento e di acquisizione dei servizi in MSD da parte del gestore di rete, in condizioni di sicurezza e contenendo i costi per il sistema.

- **Sviluppo dei PPA**

La misura è stata descritta in dettaglio all'interno del paragrafo 3.1.2.

- **Introduzione aree SECA**

Introduzione graduale del limite di 0,1% di zolfo nei carburanti marini per i mezzi portuali e i traghetti.

- **Riduzione gap costo energia per settori industriali gasivori rispetto agli altri Paesi UE**

L'intervento di riduzione degli oneri tariffari per i settori industriali più sensibili al prezzo dell'energia e più esposti alla concorrenza estera consiste nel completamento della misura a favore delle imprese energivore, introdotta dal D.M. 21 dicembre 2017 a sostegno della competitività dei settori produttivi esposti alla concorrenza internazionale, attraverso l'adozione di parametri di consumo efficiente a livello settoriale ai fini del riconoscimento delle agevolazioni stesse. La misura, è tale da incentivare l'uso efficiente del gas mediante la progressiva riduzione delle agevolazioni a imprese che risultano energivore a causa dell'inefficienza dei processi produttivi e, di conseguenza, è volta a promuovere comportamenti efficienti.

- **Stabilizzazione fiscale per GNL nei trasporti**

Assicurare un quadro di riferimento stabile per favorire le decisioni di investimento del comparto industriale nel settore e prevedendo che le accise sul gas naturale, anche nella forma GNL, usato nei trasporti rimangano stabili, sul valore attuale.

iii. Ove applicabile, misure per garantire la partecipazione non discriminatoria delle energie rinnovabili, la gestione della domanda e lo stoccaggio, anche attraverso l'aggregazione, in tutti i mercati dell'energia

- **Sviluppo della capacità di accumulo**

Lo sviluppo delle rinnovabili atteso al 2030 ha già portato il TSO a quantificare nel proprio Piano di sviluppo le esigenze di nuovi sistemi di accumulo (riportate nel Par. 2.3 iv), che saranno necessari insieme allo sviluppo delle reti per continuare una gestione in condizioni di sicurezza. Sono state inoltre già avviate attività di ricognizione delle potenzialità esistenti nelle varie aree del Paese e della localizzazione ottimale degli impianti di accumulo anche tenendo conto del potenziale residuo degli invasi idrici esistenti. Inoltre, in coerenza con il Clean Energy Package, si procederà a definire un nuovo quadro regolamentare, che possa promuovere lo sviluppo e l'operatività della nuova capacità di accumulo necessaria secondo un modello di mercato, in cui agiscano soggetti in concorrenza nell'offerta di servizi di rete, diverso da quello attuale (gestione diretta da parte del TSO quali infrastrutture di rete con riconoscimento tariffario). Al riguardo, lo sviluppo dei sistemi di accumulo secondo un modello di mercato si lega alla riorganizzazione dei servizi ancillari, anch'essa ricompresa nella più complessiva riforma del dispacciamento, nel presupposto che tra gli obiettivi del dispacciamento e nella definizione dei criteri di selezione delle offerte sia considerata anche

l'esigenza di massimizzare l'utilizzo della generazione da fonti rinnovabili, riducendo al minimo l'overgeneration. Al fine di garantire il soddisfacimento del fabbisogno di accumuli richiesto dal sistema, in caso di fallimento del mercato, previa autorizzazione dell'ARERA e sulla base di indirizzi del Ministro dello Sviluppo Economico, non si esclude l'eventualità che il TSO possa dover realizzare e gestire sistemi di accumulo connessi direttamente alla rete di trasmissione nazionale, nei soli due seguenti casi:

- accumuli integrati nella RTN, funzionali alla gestione in sicurezza del sistema elettrico, che non possono operare sui mercati all'ingrosso in concorrenza con gli operatori di mercato che offrono servizi di bilanciamento;
- accumuli in grado di fornire servizi ancillari da approvvigionarsi nel mercato dei servizi per i quali si sia verificato a seguito di procedure concorrenziali la mancanza di interesse di operatori disposti a fornire in modo efficiente i servizi suddetti (fallimento del mercato).

- **Potenziamento di sistemi di accumuli concentrati**

Oltre alla realizzazione di nuovi sistemi di accumulo, si prevede di valorizzare gli impianti di pompaggio esistenti, oggi sfruttati prevalentemente per l'erogazione di servizi alla rete (potenza). In una prospettiva di lungo termine in cui la quota di FER non programmabili nel mix di generazione è destinata a superare il 50% è infatti necessario far funzionare tali impianti in modo che possano offrire servizi anche di tipo energy consentendo una traslazione temporale della produzione rinnovabile generata in ore (periodi dell'anno) di eccesso di offerta e utilizzata in ore (periodi dell'anno) di maggiore domanda. In tale ambito sarà valutata l'introduzione di meccanismi di mercato per l'accesso alla potenza di tali impianti.

- **Sviluppo di sistemi di accumulo distribuiti**

Si intende adottare una specifica misura che, in coerenza con l'evoluzione dello Scambio sul Posto (di cui al paragrafo 3.1.2, punto i.), consenta a impianti a fonti rinnovabili in possesso di specifici requisiti di godere di un premio sull'energia autoconsumata. La misura, declinata con opportune disposizioni regolatorie, dovrà coinvolgere con un ruolo attivo i distributori con l'obiettivo di incrementare la prevedibilità di produzione delle unità non rilevanti e limitare l'overgeneration.

- **Sviluppo dell'aggregazione nei mercati dei servizi e del bilanciamento**

Il D.Lgs. 102/2014 ha introdotto la possibilità di creare aggregati di impianti di generazione, anche insieme a sistemi di stoccaggio, e di unità di consumo per l'accesso ai mercati di servizi di cui il TSO ha bisogno per risolvere eventuali congestioni e favorire una migliore integrazione delle rinnovabili.

A tal fine, in una prima fase, il gestore di rete definisce le regole per organizzare la partecipazione ai mercati dei servizi di queste nuove aggregazioni attraverso progetti pilota che sono approvati dall'ARERA. Negli ultimi anni sono state abilitate le diverse tipologie di aggregazione tra unità di produzione e di consumo, anche con sistemi di accumulo. A breve sarà inoltre adottato un decreto per l'avvio di progetti specifici di accesso al mercato dei servizi per le batterie dei veicoli elettrici (V2G), integrando le attuali possibilità di partecipazione ai progetti pilota.

Sulla base degli esiti dei progetti, sarà raccomandato ad ARERA di andare verso una regolazione sistematica per la piena apertura dei mercati dei servizi ai suddetti aggregati; l'attuazione delle misure dovrà tener conto degli sviluppi in corso sull'integrazione europea dei mercati dei servizi nonché degli sviluppi tecnologici abilitanti la maggiore flessibilità del sistema.

Il processo di abilitazione delle nuove risorse al mercato dei servizi potrà richiedere inoltre una revisione dei servizi attualmente definiti e dei relativi requisiti previsti per la loro fornitura; tale revisione dovrà tenere conto anche delle prescrizioni delle Linee Guida in materia di Bilanciamento.

Si renderà inoltre necessario lo sviluppo di nuove regole commerciali e contrattuali per regolamentare i rapporti tra la figura dell'aggregatore e l'utente del dispacciamento o cliente finale.

Nel bilanciamento, gli strumenti e i segnali di prezzo di breve termine dovranno essere migliorati per valorizzare la flessibilità della generazione distribuita e della domanda, con lo scopo di rendere possibile un'ampia partecipazione attiva delle nuove tipologie di risorse al mercato dell'energia e al mercato dei servizi ancillari in modo efficiente.

iv. Politiche e misure volte a tutelare i consumatori, in particolare quelli più vulnerabili e, ove applicabile, in condizioni di povertà energetica, e a migliorare la competitività e la concorrenza del mercato dell'energia al dettaglio

- **Completamento della liberalizzazione dei mercati al dettaglio**

Sarà completato il processo di liberalizzazione del mercato retail entro il 1° gennaio 2022, tramite l'individuazione delle misure funzionali al superamento del regime dei prezzi regolati per clienti domestici e piccole imprese, secondo criteri di promozione di un assetto concorrenziale sul mercato della vendita. Le iniziative saranno assunte in coordinamento con il settore del gas naturale.

Tali azioni dovranno essere finalizzate a: prevenire l'esercizio di potere di mercato da parte degli operatori (soprattutto nel segmento domestico che ancora è quello più concentrato) e rendere più incisive le regole sull'unbundling che oggi vedono un vantaggio competitivo per i venditori integrati con la distribuzione; qualificare il mercato della vendita, oggi estremamente frammentato; promuovere la mobilità e il ruolo attivo dei consumatori e semplificare le procedure di switching.

- **Strumenti e misure per la tutela dei consumatori**

Sono previste molteplici misure a favore dei consumatori volte ad accompagnare il processo di liberalizzazione secondo gli obiettivi prima riportati, che recepiscono anche molti orientamenti emersi nel corso della consultazione del Piano:

- portale consumi e altri sviluppi del sistema informativo integrato: dal 2019 è online sul sito dell'Acquirente Unico il portale dei consumi energetici che mette a disposizione di ciascun consumatore, nel rispetto della normativa della privacy, i dati delle proprie utenze elettricità e gas relativi all'anagrafica del proprio contratto di fornitura e ai dati storici di consumo, grazie alle informazioni acquisite dal Sistema informativo integrato. In prospettiva si valuterà se rendere tali dati disponibili anche a parti terze designate dal consumatore. Sono previsti inoltre sviluppi di strumenti di data management, per l'utilizzo e la messa a disposizione agli operatori, tramite il Sistema Informativo Integrato, dei dati relativi ai clienti stessi e alle forniture, nonché dei dati di misura, rilevati dai soggetti responsabili. Saranno resi più efficienti, grazie al Sistema Informativo Integrato, i processi di switching, voltura e attivazione/disattivazione della fornitura, compresi i casi di morosità;
- nuove forme di tutela non di prezzo: saranno promosse ulteriormente un insieme di forme di tutela (Codice di condotta, condizioni contrattuali delle offerte PLACET e altre condizioni contrattuali standard), derivanti dalla manutenzione e rafforzamento delle tutele contrattuali e dall'evoluzione degli strumenti esistenti valutando anche delle differenziazioni sulla base delle diverse competenze e strumenti a disposizione dei clienti finali. A questo riguardo, verrà anche attivato uno specifico monitoraggio per evidenziare per tempo eventuali aumenti dei prezzi non correlati ai fondamentali del mercato e comportamenti scorretti degli operatori;
- albo fornitori: tutti i venditori di energia elettrica, per lo svolgimento della propria attività, dovranno essere iscritti all'Elenco dei venditori di energia elettrica, che sarà istituito con decreto dal Ministero dello sviluppo economico, come previsto dalla L. n.124/2017 (art. 1, commi 80-81). I fornitori dovranno rispettare specifici criteri, modalità, requisiti tecnici, finanziari e di onorabilità per l'iscrizione e la permanenza nell'elenco che sarà pubblicato e aggiornato sul sito web del

Ministero dello sviluppo economico. Saranno in quest'ottica anche sviluppati strumenti finalizzati a valutare la solidità finanziaria degli operatori e la loro solvibilità nei pagamenti nei confronti dei clienti finali nonché la capacità di tali soggetti di gestire i processi e i servizi caratteristici dell'attività, in particolare quelli di immediata ripercussione sulla clientela;

- regolazione dei servizi di ultima istanza: è prevista una evoluzione della regolazione inerente la selezione degli esercenti, condizioni di erogazione del servizio e modalità di ingresso e uscita dai servizi stessi per i clienti finali senza un fornitore sul mercato libero alla data del termine dei regimi di tutela. Ciò comporta la definizione del servizio di salvaguardia per i clienti attualmente aventi diritto al servizio di Maggior Tutela e l'eventuale revisione degli altri servizi di ultima istanza oggi esistenti;
- altre misure: saranno previsti controlli e sanzioni nei confronti dei comportamenti scorretti, misure per la tutela dei consumatori più deboli (anche considerando gli spazi di flessibilità consentiti dal Clean Energy Package sul tema), rafforzamento degli strumenti per il confronto delle offerte (già oggi presente, a cura di ARERA e Acquirente Unico), campagne informative per accrescere la consapevolezza dei clienti finali. Sul tema della prevenzione dei comportamenti scorretti, una maggiore responsabilizzazione degli operatori anche in relazione ai canali di vendita utilizzati diventa fondamentale, anche tramite un rafforzamento dei sistemi di indennizzi automatici a fronte di mancate prestazioni da parte di distributori, venditori e gestori, per la tutela del consumatore nel caso di violazione dei suoi diritti. Inoltre è attesa un'evoluzione dei sistemi di garanzie minimali e di meccanismi di recupero degli insoluti dei venditori volti a garantire le esigenze di gettito per le finalità di interesse generale (come gli oneri generali di sistema) e, al contempo, minimizzare il ricorso ai clienti finali per la copertura degli insoluti presso i clienti finali.

- **Misura a favore delle imprese energivore**

Lo sviluppo delle nuove rinnovabili avrà un costo specifico di generazione inferiore alle precedenti fasi, soprattutto per effetto della riduzione dei costi delle tecnologie. Ciò consentirà nuovi investimenti nel settore a valori di mercato dell'energia, eventualmente con interventi di stabilizzazione e riduzione del rischio del tipo dei contratti a due vie e lo sviluppo dei PPA, strumento che può anche venire incontro all'esigenza di molti settori industriali e produttivi di abbattere il costo dell'energia e contestualmente stabilizzare le condizioni di approvvigionamento. Sarà inoltre completata la misura a favore delle imprese energivore, introdotta dal D.M. 21 dicembre 2017 a sostegno della competitività dei settori produttivi esposti alla concorrenza internazionale, attraverso l'adozione di parametri di consumo efficiente a livello settoriale ai fini del riconoscimento delle agevolazioni stesse. La misura mira a promuovere l'adozione di comportamenti efficienti da parte delle imprese interessate.

- **Strumenti a favore dei prosumer: il portale autoconsumo**

Per favorire lo sviluppo dell'autoconsumo fotovoltaico il GSE ha sviluppato un apposito strumento informatico: il Portale dell'Autoconsumo Fotovoltaico. Gli obiettivi principali che si intendono conseguire tramite il Portale sono:

1. garantire una maggiore disponibilità e fruibilità di informazioni su benefici e strumenti di sostegno vigenti per il fotovoltaico;
2. consentire una valutazione autonoma e puntuale delle iniziative, in modo da far acquisire coscienza al singolo delle proprie potenzialità;
3. agevolare e supportare l'avvio di progetti fotovoltaici orientati all'autoconsumo tramite un simulatore, una guida sull'autoconsumo, FAQ, mappe e degli esempi virtuosi;

Tramite guide, mappe, FAQ ed esempi virtuosi vengono illustrati i vantaggi dell'autoconsumo, gli strumenti di sostegno disponibili e divulgati esempi e modelli virtuosi.

Preso coscienza dei vantaggi dell'autoconsumo il consumatore può testarne l'utilità per il proprio caso specifico. Il portale permette di effettuare simulazioni personalizzate per privati, imprese e PA. L'analisi effettuata tramite il portale riporta il corretto dimensionamento dell'impianto e la valutazione economica dell'iniziativa ipotizzando diverse soluzioni finanziarie.

- **Riduzione dello spread tra prezzi gas al PSV e prezzi HUB nordeuropei**

Si prevede di intervenire sui piani TYNDP del TSO italiano (Snam) e del TSO tedesco (TENP) per la valutazione congiunta delle possibilità di parziale o totale riattivazione della linea del gasdotto TENP fuori esercizio, in cooperazione con il TSO svizzero e i Regolatori di Germania e Italia, prevedendo modalità di realizzazione dell'intervento a carico del sistema italiano che, a fronte di tale costo, otterrebbe la riduzione dello spread (strutturalmente pari a circa 4 €/GWh su tutti i volumi di gas consumato in Italia).

v. Descrizione delle misure volte a consentire e sviluppare la gestione della domanda, tra cui quelle a sostegno di una tariffazione dinamica[23]

- **Mercato elettrico e gas: smart meter**

Un ruolo rilevante per fornire tutti gli elementi di comprensibilità e monitoraggio utili ai consumatori sarà svolto dai nuovi smart meter. In tal senso sarà assicurata l'implementazione delle piene funzionalità di tali contatori, nonché lo sviluppo delle infrastrutture di rete necessarie.

In ambito elettrico la sostituzione dei contatori esistenti digitali con contatori smart di seconda generazione è considerata indispensabile per veicolare prodotti, servizi e offerte da inserire nei nuovi modelli di generazione distribuita e consumo, anche in ottica demand response, e smart grids.

I contatori 2G sono stati definiti e regolati in termini di requisiti tecnici, funzionali ed economici attraverso la Delibera 646/2016/R/eel, per il triennio 2017-2019 e contano già oltre 4 milioni di misuratori 2G messi in servizio presso le utenze in bassa tensione. Nel 2019 con la Delibera 306/2019/R/eel si è pervenuti a un aggiornamento della regolazione in quest'ambito per il triennio 2020-2022 includendo anche una pianificazione delle tempistiche previste per la messa in servizio massiva dei contatori 2G per tutte le imprese di distribuzione con più di 100.000 clienti (a cui corrispondono 98% dei punti di prelievo del paese) che prevedono i seguenti step:

- l'avvio dei piani di messa in servizio di sistemi di smart metering 2G dovrà avvenire al più tardi dal 2022;
- la fase massiva di sostituzione dei misuratori già esistenti dovrà concludersi entro il 2026 (per il 95% dei misuratori, stessa percentuale utilizzata per la prima generazione). È anche previsto un target del 90% di sostituzioni al 2025.

In ambito dispacciamento si potrà procedere al superamento progressivo, in coerenza con i piani di attivazione dei nuovi misuratori 2G, dei meccanismi di profilazione dei prelievi e delle immissioni per le piccole utenze e impianti utilizzando le misure effettive rese disponibili dai nuovi contatori ai fini della definizione delle partite fisiche del servizio di dispacciamento.

Nel settore gas è previsto il completamento del passaggio a sistemi di misura smart (Delibera 669/2018/R/GAS), rendendo possibili fin da subito soluzioni con più elevate funzionalità ove il differenziale di costo sia limitato o comunque inferiore ai benefici attesi, con le seguenti tempistiche:

- per le imprese distributrici con più di 200.000 clienti finali l'85% in servizio entro il 31 dicembre 2020;

[23] *Conformemente all'articolo 15, paragrafo 8, della Direttiva 2012/27/UE*

- per le imprese distributrici con numero di clienti finali compreso tra 100.000 e 200.000 l'85% in servizio entro il 31 dicembre 2021;
- per le imprese distributrici con numero di clienti finali compreso tra 50.000 e 100.000 il 85%in servizio entro il 31 dicembre 2023;
- progressiva estensione degli obiettivi di sostituzione anche agli operatori di minore dimensione.

3.4.4 Povertà energetica

In generale, le politiche di contrasto alla povertà energetica possono essere classificate in tre tipologie:

1. politiche per ridurre la spesa energetica delle famiglie (e.g. bonus o tariffe sociali);
2. politiche per migliorare l'efficienza energetica delle abitazioni (regolamenti, agevolazioni fiscali, certificati prestazione energetica, energy tutor, ecc.);
3. sussidi a famiglie con redditi bassi.

In Italia esistono diversi strumenti afferenti ai primi due gruppi. Al primo gruppo (riduzione spesa energetica) appartengono i bonus elettrico e gas e due detrazioni fiscali su elettricità e combustibili per riscaldamento. I bonus elettrico e gas erogano, sotto forma di sconto in bolletta, un importo che varia in base al numero dei componenti e, per il solo bonus gas, anche in base alla zona climatica e al tipo di uso. L'accesso è vincolato a un valore dell'ISEE inferiore a 8.107,50 euro, elevato a 20 mila euro per le famiglie numerose (con più di 3 figli a carico). A questi bonus si aggiunge uno sconto per la bolletta elettrica delle persone la cui sopravvivenza dipende da macchinari medicali salva-vita (c.d. "bonus per disagio fisico"), concesso indipendentemente dal reddito. Nel 2017 il complesso di questi bonus aveva comportato una spesa di 166 mln€. Nel 2018 l'ammontare complessivo delle erogazioni per il bonus elettrico è stato pari a circa 120 mln€, per il bonus gas pari a circa 64 mln€; tra l'avvio del meccanismo e il 31 dicembre 2018, circa 2,9 milioni di famiglie hanno beneficiato per almeno una volta del bonus elettrico, circa 1,8 milioni del bonus gas. Si tratta, in entrambi i casi, di valori con ampi margini di crescita: il rapporto fra nuclei familiari effettivamente agevolati e nuclei potenzialmente destinatari dei bonus (cosi come individuati sulla base dell'indicatore ISEE), infatti, è stimato dall'ARERA tra il 30% e il 35%. Al fine di estendere l'accesso alla misura, negli ultimi 12 mesi sono state introdotte misure di coordinamento con altre misure di politica sociale esistenti. In particolare, ai sensi dell'articolo 5, comma 7, del Decreto Legge 20 gennaio 2019, n.4 (convertito con modificazioni dalla Legge 28 marzo 2019, n.26), i beneficiari del reddito di cittadinanza (o pensione di cittadinanza) istituito con il medesimo decreto hanno accesso automatico al bonus sociale elettrico e gas

In aggiunta ai bonus vi sono due detrazioni che riducono, rispettivamente, l'accisa sui primi 150 kWh di consumo mensile delle famiglie italiane e il prezzo dei combustibili usati per il riscaldamento in Sardegna e nelle aree montuose/isole minori.

Per quanto riguarda le misure per l'efficienza energetica delle abitazioni, si distingue la detrazione fiscale per la riqualificazione energetica degli edifici (c.d. Ecobonus); tale strumento è stato esteso dapprima (Legge di Bilancio 2017) alle famiglie in povertà energetica, mediante la facoltà di cessione del credito per i soggetti incapienti e successivamente (Legge di Bilancio 2018) è stata prevista l'estensione agli Istituti autonomi per le case popolari/social housing.

Tabella 31 - Percettori dei bonus elettrico e gas 2015-2018 [Fonte: ARERA]

Anno	Bonus elettrico			Bonus gas	Totale bonus erogati
	bonus disagio economico	bonus per i soggetti titolari di carta acquisti	bonus disagio fisico	bonus disagio economico	
2015	622.151	22.520	28.267	448.496	1.121.434
2016	622.410	27.624	30.373	448.707	1.129.114
2017	706.969	25.473	32.643	499.808	1.264.893
2018	771.566	23.589	35.903	519.375	1.350.433

i. Ove applicabile, politiche e misure volte a conseguire gli obiettivi di cui al punto 2.4.4

La priorità per la strategia di contrasto alla povertà energetica prevede alcune azioni principali:

1. creazione di un Osservatorio istituzionale sulla povertà energetica;
2. revisione degli strumenti esistenti, in particolar modo i bonus elettrico e gas;
3. sussidi a famiglie con redditi bassi;
4. istituzione di un programma di efficientamento degli edifici di edilizia popolare.

Con riferimento alla prima azione, al fine di meglio coordinare gli sforzi esistenti, considerata anche la frammentarietà delle competenze e delle risorse, all'inizio del 2020 il Ministero dello Sviluppo Economico istituirà un Osservatorio Istituzionale sulla Povertà Energetica, operativamente coordinato dal GSE ma al quale saranno chiamati a far parte diversi soggetti e istituzioni, che rivestirà il ruolo di focal point sul tema della PE a livello sia nazionale sia internazionale. All'Osservatorio, tra l'altro, sarà affidato l'incarico di rilevare e monitorare il fenomeno nonché di supportare il decisore pubblico nell'individuazione di opportune politiche di contrasto, anche attraverso azioni di comunicazione, promozione, formazione e assistenza a soggetti pubblici, operatori e stakeholders.

L'azione di cui al punto 2, relativa alla revisione del bonus elettrico e del bonus gas, sarà realizzata perseguendo due finalità principali:

- il potenziamento dei due strumenti, attraverso una diversa modulazione dell'accesso ai bonus in funzione dell'ISEE, prevista dalla Legge 124/2017. Tale norma, in particolare, consente modalità di erogazione dei benefici economici individuali anche alternative rispetto alla compensazione della spesa, individuando eventualmente una corresponsione congiunta delle misure di sostegno alla spesa per le forniture di energia elettrica e di gas naturale, e rimodulando l'entità degli stessi tenendo conto dell'indicatore della situazione economica equivalente;
- l'ampliamento dell'accesso alle famiglie in condizioni di disagio economico e/o fisico. In particolare, in aggiunta al coordinamento con lo strumento associato al reddito di cittadinanza sopra descritto si intende introdurre un meccanismo automatico di riconoscimento dell'agevolazione agli aventi diritto ai bonus elettrico e gas, attraverso l'integrazione delle banche dati esistenti presso Acquirente Unico (Sistema Informativo Integrato) e presso l'INPS (banca dati ISEE). Al fine di massimizzarne gli effetti, tale meccanismo di automatizzazione del riconoscimento dello stato di disagio sarà inoltre esteso anche alla fase di rinnovo dello stato certificato di effettivo disagio.

Si tratta di sostituire gli attuali bonus gas ed elettrico con un nuovo "bonus energia", modulando il beneficio sulla base dell'ISEE e del numero di componenti; il beneficio sarà pari, al massimo, a un trimestre di spesa energetica (intesa come spesa per elettricità e riscaldamento), a copertura ideale dei costi di riscaldamento (per l'inverno) o di raffrescamento (per l'estate).

Con riferimento specifico ai casi di bonus per disagio fisico, inoltre, si prevede di fornire direttamente alle famiglie con ISEE molto bassi apparecchiature ad alta efficienza tecnologica, rendendo più operativa e concreta l'applicazione del bonus.

Tali azioni di automatismo di riconoscimento dello stato di disagio economico o fisico, e dunque di semplificazione e snellimento delle procedure, accompagnate da opportune e più capillari campagne di formazione e informazione, avranno un ruolo decisivo per l'ampliamento della platea dei destinatari dei bonus, attualmente stimata dall'ARERA tra il 30% e il 35% dei destinatari potenziali.

In tema di sussidi a famiglie con redditi bassi (punto 3), è in fase di elaborazione un provvedimento, denominato "reddito energetico", che prevede l'istituzione di un fondo di rotazione per l'erogazione di contributi in conto capitale pari al 100% del costo di investimento di impianti fotovoltaici a uso domestico (fino a 20 kW).

Tra le misure in forma di sussidio deve essere inoltre considerata la prevista definizione di modalità standardizzate di intervento di riduzione delle spese energetiche a favore delle popolazioni colpite da eventi eccezionali (ad esempio, la sospensione delle bollette per le famiglie colpite da terremoti).

La misura di cui al punto 4, infine, prevede l'avviamento di un vasto programma per migliorare l'efficienza energetica del parco di edilizia sociale. Quest'azione perseguirebbe al contempo diversi obiettivi: migliorare l'efficienza nell'utilizzo delle risorse energetiche assorbite dal settore residenziale (con effetti positivi sul comfort e sulle emissioni), ridurre l'onere delle bollette energetiche per le famiglie più vulnerabili che ricorrono a questo servizio e incrementare il valore del patrimonio abitativo pubblico. A tali misure si prevede di affiancare azioni mirate di promozione di iniziative locali e puntuali specificamente finalizzate a ridurre i consumi energetici, quali in particolare la creazione di comunità energetiche e di sistemi di autoconsumo.

La Legge di Bilancio 2020, per incentivare l'utilizzazione dell'energia elettrica prodotta con fonti rinnovabili e fornire un sostegno alle fasce sociali più disagiate, consente agli enti pubblici strumentali e non delle Regioni che si occupano di edilizia residenziale pubblica convenzionata, agevolata e sovvenzionata di usufruire, a date condizioni, del meccanismo dello scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta dagli impianti di cui sono proprietari, senza alcun limite di potenza, a copertura dei consumi di utenze proprie degli enti strumentali e delle utenze degli inquilini dell'edilizia residenziale pubblica, senza tener conto dell'obbligo di coincidenza tra il punto di immissione e il punto di prelievo dell'energia scambiata con la rete (scambio altrove) e fermo restando il pagamento, nella misura massima del 30% dell'intero importo, degli oneri generali del sistema elettrico. Il D.L. n. 124 del 2019, convertito con la Legge 19 dicembre 2019, n.157 (c.d. D.L. Fiscale 2020) stabilisce che, dal 1° gennaio 2021, i soggetti il cui Indicatore della Situazione Economica Equivalente (ISEE) in corso di validità sia ricompreso entro limiti prestabiliti, accedano in modo automatico al bonus sociale per le forniture di energia elettrica, gas naturale e servizio idrico integrato. Inoltre, il D.L. Fiscale consente di estendere ai beneficiari del reddito di cittadinanza anche il bonus sociale idrico, oltre ai già previsti bonus elettrico e gas. Infine il D.L. Fiscale prevede l'accesso a condizioni tariffarie agevolate alla fornitura del servizio di gestione integrato dei rifiuti urbani e assimilati agli utenti domestici che si trovino in condizioni economico-sociali disagiate. Gli utenti beneficiari sono individuati in analogia ai criteri utilizzati per i bonus sociali relativi all'energia elettrica, al gas e al servizio idrico integrato.

3.5 Dimensione della ricerca, dell'innovazione e della competitività

i. Politiche e misure relative agli elementi di cui al punto 2.5

Una serie di politiche e misure sono state messe in campo per il conseguimento degli obiettivi.

Le più significative sono costituite dai seguenti Fondi:

- **Fondo per la Ricerca di sistema elettrico**

Finanziato con un prelievo sulle tariffe elettriche (risorse disponibili per il triennio 2015-17 pari a 210 mln€) in principio finalizzato a sostenere sia la ricerca di interesse generale (attualmente eseguita da ENEA, CNR e RSE nell'ambito di specifici accordi di programma), sia la ricerca industriale. È stato approvato dal D.M. MiSE del 9 agosto 2019 il nuovo Piano triennale 2019-2021, strumento che agisce in modo permanente e che fissa nuovi obiettivi della ricerca in linea con il SET Plan e la partecipazione a Mission Innovation. Lo stanziamento previsto per il triennio ammonta a 210 mln€, in analogia al precedente triennio, così da non determinare un ulteriore aggravio sulla componente tariffaria A5 della bolletta elettrica.

- **Fondo per interventi e misure per lo sviluppo tecnologico e industriale**

Fondo presso la Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA), istituito dal D.Lgs. 28/2011 e alimentato con un prelievo sulle tariffe elettriche e del gas naturale in grado di assicurare un gettito dell'ordine di 100 mln€/anno. È finalizzato a sostenere interventi e misure per lo sviluppo tecnologico e industriale in materia di fonti rinnovabili ed efficienza energetica. Il fondo potrà essere attivato all'occorrenza, per sostenere, anche i progetti dimostrativi.

- **Fondo per lo sviluppo del capitale immateriale**

Fondo istituito con Legge di Bilancio 2018, art.1 c.1091, per lo sviluppo del capitale immateriale, della competitività e della produttività gestito dal MEF, di concerto con il MiSE e il MiUR, che potrà essere usato anche per il finanziamento della ricerca tecnologica da parte delle imprese, in collaborazione con gli enti di ricerca, con una dotazione crescente fino a 250 mln€ nel triennio 2018 - 2020. Possibile finanziamento delle attività connesse alla partecipazione alle varie sfide tecnologiche previste da Mission Innovation.

Altre misure che contribuiranno in maniera significativa al raggiungimento degli obiettivi sono:

- **Fondo di garanzia**

Aumentare le possibilità di credito: sostenere le imprese e i professionisti che hanno difficoltà ad accedere al credito bancario perché non dispongono di sufficienti garanzie.

- **Iper e super ammortamento**

Supportare e incentivare le imprese che investono in beni strumentali nuovi, in beni materiali e immateriali (software e sistemi IT) funzionali alla trasformazione tecnologica e digitale dei processi produttivi.

- **Beni strumentali ("Nuova Sabatini")**

La misura Beni strumentali ("Nuova Sabatini") è l'agevolazione messa a disposizione dal Ministero dello Sviluppo Economico con l'obiettivo di facilitare l'accesso al credito delle imprese e accrescere la competitività del sistema produttivo del Paese; sostiene gli investimenti per acquistare o acquisire in leasing macchinari, attrezzature, impianti, beni strumentali a uso produttivo e hardware, nonché software e tecnologie digitali.

La Legge di Bilancio 2020 prevede un rifinanziamento di 105 mln€ per l'anno 2020, di 97 mln€ per ciascuno degli anni dal 2021 al 2024 e di 47 mln€ per l'anno 2025 della cosiddetta Nuova Sabatini, finalizzata alla concessione di finanziamenti agevolati per investimenti in nuovi macchinari, impianti e attrezzature, compresi quelli che rientrano nell'ambito dell'"Industria 4.0" e un correlato contributo statale in conto impianti rapportato agli interessi calcolati sui predetti finanziamenti. Inoltre, per rafforzare il sostegno agli investimenti innovativi realizzati dalle micro e piccole imprese nelle Mezzogiorno, riserva 60 mln€ alla maggiorazione del contributo statale dal 30% al 100% per le micro e piccole imprese che effettuano investimenti "Industria 4.0" nelle Regioni Abruzzo, Basilicata, Calabria, Campania, Molise, Puglia, Sardegna e Sicilia.

- **Fondo "Cresci al Sud"**

La Legge di Bilancio 2020 istituisce il Fondo "Cresci al Sud" della durata di 12 anni, a sostegno della competitività e della crescita dimensionale delle piccole e medie imprese meridionali, con una dotazione iniziale di 150 mln€ per il 2020 e di 100 mln€ per il 2021, a valere sulle risorse del Fondo per lo Sviluppo e la Coesione, la cui a gestione è affidata a Invitalia.

- **Credito d'imposta**

Questo strumento, che fa parte del Piano Nazionale Industria 4.0, è di più immediata fruizione da parte delle imprese, ed è finalizzato a stimolare la spesa privata in R&S per innovare processi e prodotti e garantire la competitività futura delle imprese (non solo nel settore energetico). Consiste in un credito d'imposta del 50% su spese incrementali in Ricerca e Sviluppo, riconosciuto fino a un massimo annuale di 20 mln€/anno per beneficiario e computato su una base fissa data dalla media delle spese in Ricerca e Sviluppo negli anni 2012-2014. La misura è applicabile per le spese in Ricerca e Sviluppo sostenute nel periodo 2017-2020. Lo strumento ha una capienza di 1,2 mld€ l'anno fino al 2020 e farà leva su altrettante risorse finanziarie private aggiuntive, per un totale di 8-9 mld€ nel periodo 2017-2020. Come detto, il credito non è specificamente tarato sul settore dell'energia ma in base al trend osservato, si stima che la spesa incrementale per R&S energetica sarà di circa 440-500 mln€.

Per il credito di imposta sulle spese per investimenti in attività di ricerca e sviluppo, accessibile fino al 31 dicembre 2020, ci sono delle novità all'interno della Legge 27 dicembre 2019, n.160: si interviene sulla misura del bonus, che, solo per le Regioni del Sud, passa dal 25% al 50%.

Tabella 32 - Stima del volume degli investimenti in R&S nel periodo 2017-2020 (mld€) [Fonte: elaborazione MiSE su dati Istat]

	R&S Totale	Di cui R&S energetica
In assenza di interventi	50-55	2,5-3
Credito d'imposta	8-9	0,4-0,5
Totale	58-64	2,9-3,5

- **Accordi per l'innovazione**

Progetti riguardanti attività di ricerca industriale e di sviluppo sperimentale finalizzati alla realizzazione di nuovi prodotti, processi o servizi o al notevole miglioramento di prodotti, processi o servizi esistenti, tramite lo sviluppo di una o più delle tecnologie identificate dal Programma quadro dell'Unione europea per la ricerca e l'innovazione 2014 - 2020 "Orizzonte 2020".

- **Fondo per la crescita sostenibile**

Gli interventi per il sostegno dei progetti di ricerca e sviluppo sono finalizzati, nell'ambito definito dal programma quadro di ricerca e innovazione "Orizzonte 2020", a sostenere progetti volti a

introdurre significativi avanzamenti tecnologici tramite lo sviluppo di tecnologie abilitanti (tecnologie ad alta intensità di conoscenza e associate a elevata intensità di R&S) o di tecnologie che consentano di fronteggiare le "sfide per la società" definite in accordo con la strategia Europa 2020.

- **Cluster energia**

Approvato ad agosto 2017 dal MIUR (DD 1853 del 26 luglio 2017), prevede la costituzione di partenariati di ricerca pubblico-privati. È guidato dall'ENEA e hanno aderito oltre 90 soggetti pubblici e privati. Opererà per perseguire le Traiettorie Tecnologiche prioritarie a livello europeo, nazionale, regionale, caratterizzate da un diverso livello di maturità tecnologica e per supportare il raggiungimento dei target previsti in termini di pianificazione della ricerca dal SET-Plan, dalla SEN, dal PNR, dalle Smart Specialization Strategy (S3) e dal progetto Industria 4.0, dalla partecipazione a Mission Innovation.

- **Proventi aste CO_2**

I fondi disponibili dalle aste CO_2 (D.Lgs. 30/2013) copriranno sviluppo sperimentale, in particolare per assicurare il sostegno ai progetti dimostrativi (first-of-a-kind), in modo da favorire il trasferimento dei risultati al sistema produttivo. In particolare si segnala un accordo di cooperazione con centri di ricerca/amministrazioni pubbliche per lo sviluppo della produzione e uso dei biocarburanti nel settore aviazione e un progetto di ricerca ENAC per la produzione di un carburante alternativo proveniente da alghe microcellulari.

- **Fondo per gli investimenti e dello sviluppo infrastrutturale**

Utilizzo del Fondo da ripartire secondo quanto previsto dall'ex art. 1, comma 140, della Legge 232/2016, come rifinanziato dall'art. 1 c.1072 L. 205/2017, settore di spesa: d) ricerca, da destinare a finanziare la partecipazione italiana alla partnership Mission Innovation e ai temi prioritari del SET Plan. La Legge 28 giugno 2019, n.58 (conversione cd. Decreto Crescita): per gli interventi connessi al rispetto degli impegni assunti dal Governo italiano con l'iniziativa Mission Innovation adottata durante la COP21 di Parigi, finalizzati a raddoppiare la quota pubblica degli investimenti dedicati alle attività di ricerca, sviluppo e innovazione delle tecnologie energetiche pulite, nonché gli impegni assunti nell'ambito del Piano Nazionale Integrato Energia Clima, è autorizzata la spesa di 10 mln€ per ciascuno degli anni 2019 e 2020 e di 20 mln€ per l'anno 2021.

- **Fondo Nazionale Innovazione**

Il Fondo ha una dotazione finanziaria di partenza, prevista nella Legge di Bilancio 2019, di circa 1 mld€ e verrà gestito dalla Cassa Depositi e Prestiti, attraverso una cabina di regia che ha l'obiettivo di riunire e moltiplicare risorse pubbliche e private dedicate al tema strategico dell'innovazione. Lo strumento operativo di intervento del Fondo Nazionale è il venture capital, ossia investimenti diretti e indiretti in minoranze qualificate nel capitale di imprese innovative con fondi generalisti, verticali o fondi di fondi, a supporto di startup, scaleup e PMI innovative. Gli interventi sono mirati alla copertura dell'intero territorio nazionale, con approccio di investimento che va dal seed capital al capitale per lo sviluppo. Un'attenzione specifica ci sarà per il trasferimento tecnologico e nei settori strategici per la crescita e competitività del Paese, come l'intelligenza artificiale, i nuovi materiali, lo spazio alla sanità, agritech e foodtech, la mobilità, il fintech, il made in Italy, il design e l'industria sostenibile.

- **Approccio prototipale per agevolare la realizzazione di progetti innovativi sulle reti energetiche**

Definizione di un quadro regolatorio che abiliti progetti innovativi, anche mediante un fondo dedicato, per consentire su proposta degli operatori di testare, sul campo e in via prototipale,

anche mediante la concessione di deroghe transitorie alla regolazione vigente, prevedendo al contempo adeguati meccanismi di riconoscimento dei costi efficienti. Particolarmente coinvolti saranno gli operatori di rete, attivando un nuovo approccio di innovazione di sistema che coinvolga anche le parti commerciali per lo sviluppo di nuovi business model nelle fasi a valle della filiera e sperimentazioni di offerte multiservizio a livello urbano o locale. Un esempio in tale senso è fornito dai progetti pilota avviati dall'ARERA per favorire la partecipazione delle risorse distribuite al mercato dei servizi di dispacciamento.

- **Fondi di coesione**

Progetti pilota su scala metropolitana/regionale per dimostrare la fattibilità economica di progetti integrati potranno essere svolti anche dagli operatori in coordinamento con Comuni e Regioni, sia per l'iter autorizzativo, sia al fine di promuovere l'accesso a contributo dei fondi strutturali europei. A questo proposito, si rafforzerà il dialogo con le Regioni affinché l'impegno delle stesse Regioni nell'utilizzo dei Fondi di Coesione nel quadro offerto dal SET Plan sia coerente con le priorità nazionali.

- **Agevolazioni a sostegno di progetti di ricerca e sviluppo per la riconversione dei processi produttivi nell'ambito dell'economia circolare**

Al fine di favorire la transizione delle attività economiche verso un modello di economia circolare, finalizzata alla riconversione produttiva del tessuto industriale, con decreto del Ministero dello Sviluppo Economico, previa intesa in Conferenza Unificata ai sensi dell'articolo 3 del D.Lgs. 28/8/1997, n.281, sono stabiliti i criteri, le condizioni e le procedure per la concessione ed erogazione delle agevolazioni finanziarie (ad esempio di tipo fiscale per finanziare i soggetti che si impegnano a investire in progetti, in particolare finalizzati alla transizione energetica), nei limiti delle intensità massime di aiuto stabilite dagli articoli 4 e 25 del Regolamento (UE) 651/2014 della Commissione del 17 giugno 2014, a sostegno di progetti di sviluppo finalizzati a un uso più efficiente e sostenibile delle risorse. Possono beneficiare delle agevolazioni le imprese e i centri di ricerca che, alla data di presentazione della domanda di agevolazione, soddisfano le caratteristiche riportate all'art.26, comma 2 e seguenti, del Decreto Legge n.34 del 30 aprile 2019 (D.L. Crescita).

- **Istituzione del Ministero dell'Innovazione e dell'Agenzia Nazionale per la Ricerca**

La Gazzetta ufficiale del 18 ottobre 2019 riporta il Decreto del Presidente del Consiglio dei ministri con cui si assegnano le deleghe al ministro per l'Innovazione tecnologica e la digitalizzazione, con la creazione di un apposito Ministero per l'Innovazione. Il nuovo Ministero dovrebbe accorpare le funzioni attualmente svolte dall'Ufficio per l'innovazione e la digitalizzazione posto all'interno del Ministero della Pubblica Amministrazione e le funzioni del Dipartimento per la trasformazione digitale appena istituito presso la Presidenza del Consiglio. La mission principale del nuovo dicastero orbita precipuamente attorno alla digitalizzazione-innovazione e alle attività svolte a livello internazionale, ma è chiaro che il perimetro della delega non riguarda solo la trasformazione digitale della PA e dei servizi, ma soprattutto l'innovazione complessiva del Paese.

La Legge di Bilancio 2020 prevede, invece, la nascita dell'Agenzia Nazionale per la Ricerca, che avrebbe il compito di coordinare le attività di ricerca scientifica delle università (primo livello) e degli enti e istituti di ricerca pubblica (secondo livello). In particolare, l'Agenzia è chiamata a occuparsi della selezione di progetti di valore strategico, scelti secondo criteri e procedure conformi alle migliori pratiche internazionali, valutandone l'impatto dei progetti finanziati, misurandone il grado di internazionalizzazione della ricerca e migliorando la presenza italiana nell'ambito europeo, uniformandosi agli standard internazionali.

- **Fondo per il finanziamento di programmi di investimento e progetti a carattere innovativo,**

La Legge 27 dicembre 2019, n.160 istituisce nello stato di previsione del Ministero dell'Economia e delle Finanze un fondo da ripartire con una dotazione di 435 mln€ per l'anno 2020, di 880 mln€ per l'anno 2021, di 934 mln€ per l'anno 2022, di 1.045 mln€ per l'anno 2023, di 1.061 mln€ per l'anno 2024, di 1.512 mln€ per l'anno 2025, di 1.513 mln€ per l'anno 2026, di 1.672 mln€ per ciascuno degli anni dal 2027 al 2032 e di 1.700 mln€ per ciascuno degli anni 2033 e 2034.

Il fondo di cui al comma è finalizzato al rilancio degli investimenti delle amministrazioni centrali dello Stato e allo sviluppo del Paese, anche in riferimento all'economia circolare, alla decarbonizzazione dell'economia, alla riduzione delle emissioni, al risparmio energetico, alla sostenibilità ambientale, e, in generale, ai programmi di investimento e ai progetti a carattere innovativo, anche attraverso contributi ad imprese, a elevata sostenibilità e che tengano conto degli impatti sociali

ii. Ove applicabile, cooperazione con altri Stati membri in questo settore, comprese, ove appropriato, le informazioni sul modo in cui gli obiettivi e le politiche del piano SET sono tradotti nel contesto nazionale

L'Italia ritiene lo Strategic Energy Technology Plan (SET Plan) come lo strumento fondamentale per affrontare le nuove sfide; il SET Plan costituirà nei prossimi anni il punto di riferimento per gli investimenti a livello di UE, nazionale e regionale e per gli investimenti privati a favore della ricerca e dell'innovazione nel settore energetico.

La delega per il coordinamento del SET Plan in Italia è in capo a MiSE e MIUR. L'Italia ha deciso di presidiare tutti i working group costituiti per la predisposizione degli Implementation Plan (IP) relativi alle Azioni-chiave. I referenti nazionali di ogni working group hanno a loro volta costituito "gruppi di consultazione" composti da rappresentanti dell'industria, della ricerca e del mondo accademico, in grado di fornire un contributo qualificato alla stesura degli IP. La delegazione italiana opera sia attraverso audizioni plenarie dei principali operatori del settore della R&S pubblici e privati, sia attraverso incontri bilaterali. Ha potuto inoltre contare sul supporto del "Board allargato" italiano di Horizon 2020 Energia al quale hanno aderito circa 120 esponenti di imprese, enti di ricerca, università, ministeri e regioni, che si riunisce di norma 2-3 volte all'anno.

L'intenso lavoro che ha portato alla definizione degli Implementation Plan ha visto l'Italia particolarmente attiva nella cooperazione con gli altri Stati membri per individuare priorità e indicazioni di fabbisogno finanziario. L'Italia ha assunto la leadership unitamente ad altri Stati membri delle seguenti Priorità strategiche del SET Plan:

- leadership europea nello sviluppo delle fonti rinnovabili innovative, in particolare nel settore della geotermia;
- gli strumenti per abilitare la partecipazione dei consumatori alla transizione energetica (filiera smart), con particolare impegno sulle smart grids;
- nuovi carburanti rinnovabili per la mobilità sostenibile.

Su questi temi prioritari sono in corso valutazioni sulle possibili collaborazioni con altri Stati membri, anche in chiave Mission Innovation. La cooperazione in ambito comunitario è anche molto attiva nell'ambito del programma Horizon 2020 che riunisce in un unico quadro strategico le misure per ricerca e innovazione. L'Italia è tra i Paesi più attivi e dinamici nella presentazione di proposte di ricerca e innovazione, potendo contare su una vasta rete di operatori pubblici e privati, grandi imprese e un tessuto dinamico di PMI. È auspicabile che questa dinamica sia riscontrabile anche nell'ambito della partecipazione italiana al prossimo Programma Quadro Horizon Europe a partire dal 2021.

iii. Misure di finanziamento, compresi il sostegno dell'Unione e l'uso dei fondi dell'Unione, in questo settore a livello nazionale, se del caso

Le principali misure di finanziamento nazionali sono state illustrate nel paragrafo 3.5i.

Nel contesto di Mission Innovation, l'Italia insieme agli altri membri si è impegnata a raddoppiare il valore del portafoglio delle risorse per la ricerca pubblica in ambito clean energy, da portare, a livello nazionale, dai circa 222 mln€ nel 2013 (anno assunto come baseline) ai circa 444 mln€ nel 2021. Le principali linee di ricerca che si intende promuovere a livello italiano sono descritte nel paragrafo 2.5.

Oltre agli strumenti finanziari nazionali e regionali, l'Italia considera determinanti in prospettiva 2030 anche altri strumenti comunitari utili per sostenere soprattutto la dimostrazione tecnico-economica delle tecnologie clean, che è quello di cui ha bisogno l'Unione dopo decenni di finanziamento dei progetti di ricerca e innovazione. Tra questi si ritengono importanti InnovFin Energy Demo Projects (EDP), strumento specifico per i progetti «first-of-a-kind» identificati dal SET Plan, nonché quelli funzionali a progetti dimostrativi come l'Innovation Fund. Interesse è stato manifestato anche per il Connecting Europe Facility (CEF) e l'InvestEU, nel cui precedente EFSI, molte imprese italiane, in particolare PMI, hanno potuto trovare garanzie finanziarie per il sostegno dei propri investimenti. Le imprese italiane hanno inoltre manifestato crescente attenzione per lo strumento degli **Important Projects of Common European Interest (IPCEI)**, per il sostegno delle value chain individuate dalla Commissione, tra cui in particolare quelle relative alle batterie e all'idrogeno, sulle quali sono in corso predisposizioni di proposte progettuali in collaborazione con altri Stati membri.

La partecipazione italiana al Programma Horizon 2020

La partecipazione al Programma Horizon in questo contesto in rapida evoluzione per il raggiungimento dei target risulta essere di fondamentale importanza nel percorso di allineamento alle priorità del SET Plan. Per quanto riguarda la partecipazione italiana a Horizon 2020, nel triennio 2014-2016, a fronte di una forte dinamicità della presenza italiana con oltre 2300 operatori partecipanti ai bandi, il tasso di successo dei progetti a coordinamento italiano è stato pari al 9,4% e il contributo finanziario per l'Italia è stato pari a 112,4 mln€ (7,8% del budget allocato). A seguito del monitoraggio effettuato da APRE[24], la partecipazione italiana nel corso degli ultimi anni è migliorata anche in prospettiva futura e i settori di successo sono stati in particolare:

- smart grids e sistemi di stoccaggio;
- fonti rinnovabili (in particolare progetti di R&S con passaggio da TRL 3-4 a TRL 4-5 e progetti di innovazione con passaggio da TRL 5-6 a TRL 6-7);
- bioenergia;
- efficienza energetica (in particolare progetti di penetrazione del mercato di prodotti e best practice);
- smart cities and communities (in questo caso più che il numero di progetti pesa il valore economico dei singoli progetti, ad esempio, il progetto della città di Firenze).

[24] APRE: Agenzia per la Promozione della Ricerca Europea

SEZIONE B: BASE ANALITICA[25]

4 SITUAZIONE ATTUALE E PROIEZIONI CON POLITICHE E MISURE VIGENTI[26] [27]

4.1 Evoluzione prevista dei principali fattori esogeni aventi un impatto sugli sviluppi del sistema energetico e delle emissioni di gas a effetto serra

Questo paragrafo illustra le assunzioni e la metodologia di costruzione degli scenari elaborati a supporto del presente Piano (scenari BASE e PNIEC).

L'analisi di scenario è costruita attorno ad alcune "incertezze critiche", rappresentate quantitativamente da "variabili chiave" che rappresentano in modo sintetico i drivers fondamentali dell'evoluzione futura del quadro energetico italiano e globale, in particolare: evoluzione del PIL e Valori Aggiunti settoriali, popolazione e prezzi internazionali delle fonti fossili.

Questi drivers sono concatenati e sinergici tra loro, da qui la necessità di avere una fonte coerente per tutte le proiezioni che si vanno assumendo.

La Commissione europea nel Regolamento Governance, negli orientamenti più recenti condivisi in materia di proiezioni di gas a effetto serra, nonché nel Technical Working Group on National Energy and Climate Plans, suggerisce di utilizzare nel PNIEC il set di drivers dello scenario "PRIMES 2016 (EUref2016)".

Per la realizzazione degli scenari sono stati quindi utilizzati come set di drivers quelli suggeriti dalla Commissione europea. In particolare si è deciso di utilizzare i tassi di crescita dello scenario EUref2016, applicandoli ai dati storici più recenti disponibili al momento della realizzazione del Piano. L'evoluzione prevista dei principali drivers è la stessa sia per lo scenario BASE sia per lo scenario PNIEC.

i. Previsioni macroeconomiche (crescita del PIL e della popolazione)

La tabella seguente mostra l'evoluzione della popolazione negli scenari realizzati. A partire dal valore storico del 2017 (Istat - popolazione al 1 gennaio 2017), sono stati utilizzati gli stessi tassi medi di crescita annua della popolazione dello scenario Euref2016.

---

[25] *Per un elenco dettagliato dei parametri e delle variabili da segnalare nella sezione B del piano cfr. parte 2.*

[26] *La situazione attuale rispecchia quella alla data di presentazione del piano nazionale (o gli ultimi dati disponibili). Le politiche e le misure vigenti includono le politiche e le misure adottate e attuate. Le politiche e le misure adottate sono quelle decise con atto governativo ufficiale entro la data di presentazione del piano nazionale e per le quali è stato assunto un impegno di attuazione chiaro. Le politiche e le misure attuate sono quelle misure a cui, alla data di presentazione del piano nazionale integrato sull´energia e il clima o delle relazioni intermedie nazionali integrate sull´energia e il clima, si applica una o più delle seguenti situazioni: è in vigore una legislazione europea direttamente applicabile o una legislazione nazionale, sono stati conclusi uno o più accordi volontari, sono state assegnate risorse finanziarie, sono state mobilitate risorse umane*

[27] *La selezione dei fattori esogeni può essere basata sulle ipotesi formulate nello scenario di riferimento dell'UE per il 2016 o in altri scenari strategici successivi per le stesse variabili. Inoltre, i risultati specifici degli Stati membri nello scenario di riferimento dell'UE per il 2016, nonché i risultati negli scenari programmatici successivi, possono anche costituire un'utile fonte di informazione per l'elaborazione delle proiezioni nazionali con le politiche e le misure in vigore e delle valutazioni d'impatto.*

Tabella 33 - Evoluzione della popolazione negli scenari BASE e PNIEC [Fonte: valori storici: Istat, tassi di crescita: EU Reference Scenario 2016]

	2017	2020	2025	2030	2035	2040
Popolazione (milioni)	60,6	61,2	62,2	63,3	64,4	65,4

La tabella che segue mostra il valore storico 2017 e i tassi di crescita del PIL e dei Valori Aggiunti (VA) settoriali utilizzati per gli scenari BASE e PNIEC. I valori storici del PIL e dei VA settoriali, fonte Eurostat, sono espressi in mln€ (valori concatenati, anno di riferimento 2010), mentre i tassi di crescita medi annui attesi (%) sono quelli dello scenario EUref2016. Per il breve termine lo scenario EUref2016 utilizza le previsioni da DG ECFIN (European Economic Forecast, Autumn 2014). Per quanto riguarda le proiezioni di crescita settoriale per ciascun Paese membro, esse sono coerenti con le proiezioni macro a lungo termine e sono state ottenute dal modello di equilibrio economico generale GEM-E3 utilizzato dalla Commissione.

Tabella 34 - Evoluzione del PIL e dei Valori Aggiunti settoriali degli scenari BASE e PNIEC [Fonte: valori storici: Eurostat, tassi medi annui di crescita: EU Reference Scenario 2016]

	2017 mln€ (2010)	% 18-20	% 20-25	% 25-30	% 30-35	% 35-40
PIL	1.599.774	1,37	1,18	1,19	1,5	1,57
V.A. Agricoltura	28.009	0,78	0,55	0,34	0,44	0,49
V.A. Costruzioni	64.524	1,49	0,93	1,22	1,72	1,85
V.A. Servizi	1.077.553	1,47	1,34	1,31	1,63	1,67
V.A. Settore energetico[28]	18.931	1,26	0,58	0,91	0,83	1,2
V.A. Industria[29]	260.815	0,93	0,61	0,7	0,9	1,06

ii. Variazioni settoriali che dovrebbero incidere sul sistema energetico e sulle emissioni di gas a effetto serra

I diversi settori industriali seguono diverse dinamiche di crescita. Nella tabella seguente sono riportati i tassi medi annui di crescita dei VA dei principali settori industriali utilizzati per gli scenari BASE e PNIEC. La fonte dei dati è sempre lo scenario EUref2016.

[28] Eurostat - Energy Sector NACE_R2: Electricity, gas, steam and air conditioning supply

[29] Eurostat - Industry NACE_R2: Manufacturing + Mining and quarrying + Water supply; sewerage, waste management and remediation activities

Tabella 35 - Evoluzione dei Valori Aggiunti dei principali settori industriali negli scenari BASE e PNIEC [Fonte: EU Reference Scenario 2016]

	% 18-20	% 20-25	% 25-30	% 30-35	% 35-40
V.A. Industria	0,93	0,61	0,7	0,9	1,06
Iron and steel	0,43	0,04	0,04	0,23	0,23
Non ferrous metals	1,13	0,59	0,3	0,32	0,3
Chemicals	1,4	0,96	0,91	1,22	1,42
Non metallic minerals	1,83	1,51	1,36	1,3	1,5
Pulp, paper and printing	1,17	1,00	0,83	1,06	1,26
Other industries	0,8	0,49	0,67	0,9	0,96

iii. Tendenze mondiali del settore dell'energia, prezzi internazionali dei combustibili fossili e prezzi del carbonio nel sistema ETS dell'UE

Nelle elaborazioni del Piano energia e clima si è fatto ricorso alle tendenze dei prezzi internazionali dei combustibili fossili raccomandati dalla Commissione europea, in particolare alla sezione "Recommended international fossil fuel prices values as provided in 2017 (without updated deflators, exchange rates etc and using old conversion ratesfor units of energy)". Le proiezioni di prezzo delle commodity energetiche sui mercati internazionali, utilizzate dalla Commissione europea, sono il risultato di simulazioni effettuate col modello di equilibrio parziale del sistema energetico globale PROMETHEUS sulla base dell'evoluzione della domanda globale, delle risorse e riserve di carbone, petrolio e gas, e dei relativi costi di estrazione.

Tabella 36 - Evoluzione dei prezzi internazionali delle commodity energetiche[30] (€2013/GJ)

	2017	2020	2025	2030	2035	2040
Petrolio	9,19	11,61	13,18	14,52	15,14	16,04
Gas (PCS)	6,58	7,47	8,08	8,79	9,38	9,7
Carbone	1,95	2,21	2,65	3,18	3,36	3,5

Nello scenario BASE il prezzo della CO_2 per il settore ETS è esogeno ed è un risultato dello scenario EUreference 2016, quantificato col modello europeo PRIMES, utilizzato per gli scenari europei e di tutti i Paesi membri. Gli stessi valori sono stati raccomandati dalla CE per la realizzazione del Piano. La tabella che segue mostra l'evoluzione attesa del prezzo della CO_2 dal 2015 al 2040 secondo i valori raccomandati dalla CE, seppure il prezzo attuale della CO_2 (valore aggiornato a dicembre 2018) sia pari a circa 20 € per tonnellata.

Tabella 37 - Evoluzione del prezzo della CO_2 (€2013/ t CO_2)

	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Settore ETS	7,5	15,0	22,5	33,5	42,0	50,0

[30] Recommended international fossil fuel prices values as provided in 2017 (without updated deflators, exchange rates etc and using old conversion ratesfor units of energy)

iv. Evoluzione dei costi delle tecnologie

Nel 2016, presso la Presidenza del Consiglio, è stato istituito un Gruppo di lavoro tecnico nell'ambito del quale sono state riunite competenze e professionalità diverse per mettere a sistema e valorizzare le diverse conoscenze in modo interattivo e flessibile.

A questo gruppo di lavoro tecnico hanno partecipato i rappresentanti delle Amministrazioni Centrali competenti per le politiche su clima ed energia (MiSE, MATTM e MEF in primis), esperti dei principali Centri di Ricerca (principalmente RSE, ENEA, ISPRA, CNR e altri tra cui CMCC, FEEM, CESI), Centri di Studi (Centro Studi Banca d'Italia, Istat, Centro Studi Confindustria), Università (Politecnico di Milano) e i gestori di reti e sistemi energetici (Terna, GSE, Snam).

Uno dei principali risultati di questo gruppo di lavoro è stato la realizzazione di un catalogo[31] che fornisce una dettagliata disamina tecnica ed economica delle tecnologie energetiche disponibili, sia di offerta sia di uso finale, utili all'avanzamento del processo di decarbonizzazione del sistema energetico italiano.

Per la costruzione degli scenari BASE e PNIEC è stato utilizzato il database di tecnologie presenti e future, costruito nell'ambito del gruppo di lavoro tecnico.

[31] Il rapporto "Decarbonizzazione dell'economia italiana: il catalogo delle tecnologie energetiche" è stato pubblicato a ottobre 2017.

4.2 Dimensione della decarbonizzazione

4.2.1 Emissioni e assorbimenti di gas a effetto serra

i. Andamento delle emissioni e degli assorbimenti attuali di gas a effetto serra nel sistema ETS dell'UE, condivisione degli sforzi, settori LULUCF e settori energetici diversi

La tabella sottostante sintetizza le proiezioni delle emissioni di gas serra fino al 2040 con i relativi obiettivi europei, per i settori ETS e ESD/ESR. Per quest'ultimo l'obiettivo di emissioni nel 2020 è 291,0 $MtCO_2eq$. Considerando le emissioni dello scenario (riga "Settori ESD/ESR" e "Obiettivi ESD/ESR" nella tabella) l'obiettivo del 2015 è già stato raggiunto e le emissioni proiettate al 2020 sono in linea con il raggiungimento dell'obiettivo al 2020, mentre c'è una discreta distanza per il raggiungimento dell'obiettivo al 2030.

Tabella 38 - Emissioni nazionali di gas serra e obiettivi europei (Mt CO_2eq): scenario a politiche correnti [Fonte: ISPRA]

	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Emissioni nazionali	**520**	**581**	**504**	**433**	**419**	**399**	**384**	**374**	**367**
Settori ETS		248	200	156	149	138	137	134	130
Settori ESD/ESR		330	301	274	268	258	245	237	234
Voli nazionali non soggetti a ETS		3	3	2	2	2	2	2	2
Obiettivi ESD/ESR*				304	291	243	221		
Differenza rispetto agli obiettivi				-30	-23	15	24		

*Obiettivo al 2020 come stabilito dalla Decisione ESD (*Effort Sharing Decision*) (UE) 2017/1471, obiettivo al 2030 come stabilito dal Regolamento ESR (UE) pari a una riduzione del 33% delle emissioni rispetto al livello del 2005. L'obiettivo al 2025 è solo indicativo perchè dipenderà dai livelli emissivi effettivamente registrati negli anni 2016-2018. Le emissioni di NF3 sono incluse negli obiettivi ESD/ESR post-2020.

ii. Proiezioni degli sviluppi settoriali con politiche e misure vigenti a livello nazionale e dell'Unione almeno fino al 2040 (anche per il 2030)

In base ai parametri macroeconomici menzionati, il modello TIMES utilizzato elabora la domanda di energia e le emissioni di CO_2, mentre gli altri gas serra e le emissioni da settori no energy sono calcolate in base all'evoluzione stimata delle relative attività con i fattori di emissione medi. Le emissioni fino al 2015 sono da inventario come comunicate a UNFCCC nel 2017.

I dati mostrano una forte riduzione delle emissioni dal 2005 fino al 2015 e un successivo decremento a tassi di riduzione più modesti. La riduzione delle emissioni è dovuta a molti fattori, alcuni strutturali e altri contingenti. I più importanti sono:

- quota di energia rinnovabile nei consumi primari più elevata di quanto atteso in seguito al forte sviluppo della produzione fotovoltaica e alla diffusione della biomassa per il riscaldamento;
- aumento dell'efficienza della generazione elettrica, con l'entrata in funzione di molti impianti a ciclo combinato alimentati a gas naturale, in molti casi cogenerativi, accompagnata da una progressiva dismissione di impianti a vapore obsoleti alimentati a olio combustibile;
- riduzione dei consumi nei trasporti per l'azione congiunta di innalzamento dei prezzi dei combustibili e bassi livelli di attività;
- rapida riduzione dei consumi finali del settore industria in seguito alla crisi economica e alla variazione strutturale delle attività produttive;

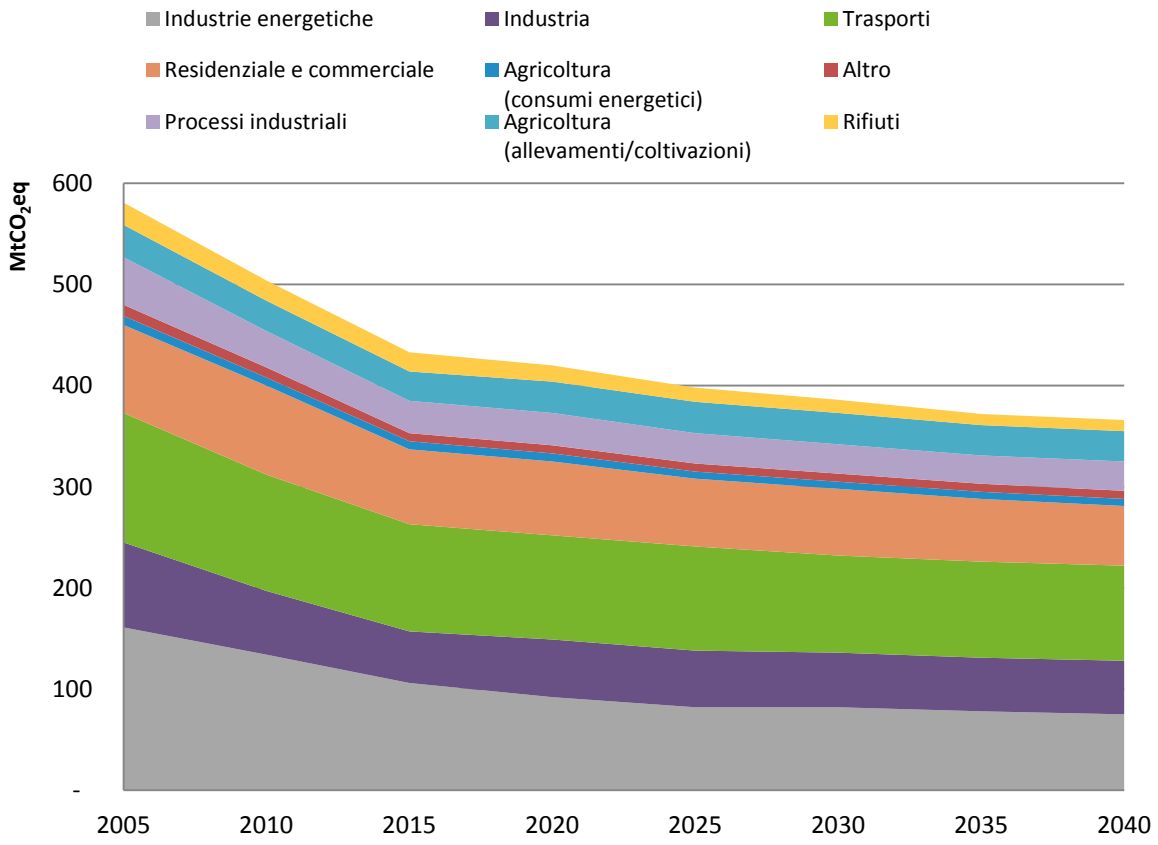
- aumento dell'efficienza degli apparecchi per gli usi finali di energia.

La tabella e il grafico che seguono mostrano le proiezioni dello scenario fino al 2040. Le emissioni sono disaggregate per settore.

Tabella 39 - Emissioni di gas serra (storiche fino al 2015) e secondo lo scenario BASE, disaggregate per settore ($MtCO_2eq$) [Fonte: ISPRA]

Emissioni di GHG, $MtCO_2eq$	**2005**	**2010**	**2015**	**2020**	**2025**	**2030**	**2035**	**2040**
DA USI ENERGETICI, di cui:	480	417	353	341	324	312	304	297
Industrie energetiche	161	134	106	92	82	82	78	75
Industria	84	63	51	56	56	53	53	53
Trasporti	128	115	106	103	103	96	95	94
Residenziale e commerciale	87	88	74	73	67	66	62	59
Agricoltura	9	8	8	8	7	7	7	7
Altro	11	10	8	8	8	8	8	8
DA ALTRE FONTI, di cui:	101	87	80	78	75	72	69	70
Processi industriali	47	36	32	32	30	29	28	29
Agricoltura	32	30	29	31	31	31	30	30
Rifiuti	22	20	19	16	14	13	11	11
TOTALE	581	504	433	419	399	384	374	367
Di cui soggetto a ESD/ESR	330	301	274	268	258	245	237	234

Figura 42 - Emissioni di gas serra (storiche fino al 2015) e secondo lo scenario BASE, disaggregate per settore ($MtCO_2eq$) [Fonte: ISPRA]



L'analisi settoriale nel periodo 2015 - 2030 evidenzia che:

- si ha una rilevante contrazione delle emissioni nelle industrie energetiche (-23%), principalmente dovuta alla riduzione delle emissioni del settore elettrico. In questo settore le emissioni sono direttamente legate alla produzione elettrica da combustibili fossili. La notevole crescita della produzione elettrica da fonti rinnovabili e l'incremento di efficienza termoelettrica dal 2008 hanno contribuito alla riduzione delle emissioni cui ha concorso in maniera significativa anche l'incremento di efficienza termoelettrica. La riduzione delle emissioni negli anni di proiezione è dovuta all'ulteriore incremento di efficienza termoelettrica, della quota di rinnovabili e all'incremento della quota di combustibile a basso contenuto di carbonio;
- nel settore dei trasporti le proiezioni mostrano una diminuzione delle emissioni del 9% in seguito all'implementazione delle misure vigenti nonostante l'incremento della domanda di trasporto;
- nel settore civile si nota una diminuzione delle emissioni dell'11% principalmente per l'incremento dell'efficienza; l'aumento delle emissioni registrato negli anni precedenti è fondamentalmente legato all'espansione del parco edilizio nel settore terziario e residenziale (seconda e terza abitazione); inoltre l'incremento della dimensione media delle abitazioni e una maggiore domanda di riscaldamento giocano un ruolo determinante. Negli anni di proiezione le politiche pianificate mostrano un significativo effetto di riduzione delle emissioni;
- le emissioni dall'industria, sia per quanto riguarda i consumi energetici sia per quanto riguarda i processi, mostrano una notevole contrazione nel periodo 2005-2015 (-36%) in parte dovuta alla crisi economica e in parte alla variazione strutturale delle attività e all'incremento di efficienza dei processi produttivi i cui effetti sono evidenti anche nella riduzione delle emissioni degli anni di proiezione. Infatti nel periodo 2015-2030 le emissioni del settore industria sono abbastanza stabili anche a fronte di una ripresa produttiva;
- le emissioni dai rifiuti mostrano il più elevato tasso di riduzione dal 2015 al 2030 (-31%) principalmente dovuto alla diminuzione dei rifiuti destinati in discarica.
- l'agricoltura è il settore che presenta l'andamento più stabile, le misure già in essere non incidono molto sul settore le cui emissioni totali si riducono nel periodo in esame di circa l'8%, in alcuni anni è possibile anche osservare degli incrementi.

La tabella successiva mostra le emissioni per tipo di gas in termini di CO_2eq. La CO_2 rappresenta circa l'84% delle emissioni totali. È utile notare che, sebbene anche gli altri gas contribuiscano a ridurre il livello di emissione totale, il loro ruolo tende a crescere progressivamente nel tempo, passando dal 15% nel 2005 a oltre il 17% già dal 2015. Come già notato la riduzione di metano è dovuta soprattutto al settore dei rifiuti. La riduzione delle emissioni di HFCs e SF_6 è dovuta principalmente all'implementazione del Regolamento europeo n. 517/2014 sugli F-gases.

Tabella 40 - Emissioni di gas serra dal 2005 al 2040, disaggregate per gas (Mt di CO_2eq) [Fonte: ISPRA]

Emissioni di GHG	**2005**	**2010**	**2015**	**2020**	**2025**	**2030**	**2035**	**2040**
Anidride carbonica	495	425	355	343	328	317	310	304
Metano	48	47	43	41	39	38	36	36
Protossido di azoto	28	19	18	19	18	18	18	18
HFCs	7,1	11,4	14,5	14,1	11,6	9,2	7,4	7,4
PFCs	1,9	1,5	1,7	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
SF_6	0,6	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
NF_3	0.0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTALE	**581**	**504**	**433**	**419**	**399**	**384**	**374**	**367**

4.2.2 Energia rinnovabile

i. Quota attuale di energia rinnovabile nel consumo finale lordo di energia e in diversi settori (riscaldamento e raffreddamento, energia elettrica e trasporti), nonché per tecnologia in ciascuno di tali settori

La tabella seguente illustra l'evoluzione del target FER complessivo (quota dei consumi finali lordi di energia coperta da fonti rinnovabili), calcolato applicando i criteri fissati dalla RED I. Nel 2017 l'energia da FER ammonta a 22 Mtep, per una quota sui consumi finali lordi complessivi pari al 18,3%; il contributo del settore elettrico ammonta al 44% del totale FER, quello del settore termico al 51%, del settore trasporti al 5%.

Tabella 41 - Target FER totale (ktep) [Fonte: GSE]

	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Numeratore - Energia da FER	**19.618**	**20.737**	**20.245**	**21.286**	**21.081**	**22.000**
Produzione lorda di energia elettrica da FER	8.026	8.883	9.248	9.435	9.504	9.729
Consumi finali FER per riscaldamento e raffrescamento	10.226	10.603	9.934	10.687	10.538	11.211
Consumi finali di FER nei trasporti	1.366	1.250	1.063	1.164	1.039	1.060
Denominatore - Consumi finali lordi complessivi	**127.052**	**123.869**	**118.521**	**121.456**	**121.053**	**120.435**
Quota FER complessiva (%)	**15,4%**	**16,7%**	**17,1%**	**17,5%**	**17,4%**	**18,3%**

Settore elettrico

Nel 2017 la produzione elettrica da FER, calcolata applicando i criteri di calcolo fissati dalla RED I (produzione idrica ed eolica normalizzata, bioliquidi sostenibili) supera leggermente i 113 TWh; il contributo alla produzione elettrica lorda complessiva nazionale è pari al 34,1%.

Tabella 42 - Target FER settore elettrico (TWh) [Fonte: GSE]

	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Numeratore - Prod. lorda di energia elettrica da FER	**93,3**	**103,3**	**107,6**	**109,7**	**110,5**	**113,1**
Idrica (normalizzata)	44,1	45,0	45,8	45,9	46,2	46,0
Eolica (normalizzata)	12,4	14,1	14,9	15,3	16,5	17,2
Geotermica	5,6	5,7	5,9	6,2	6,3	6,2
Bioenergie	12,3	17,0	18,7	19,4	19,4	19,3
Solare	18,9	21,6	22,3	22,9	22,1	24,4
Denominatore - Consumi Interni Lordi di energia elettrica	**340,4**	**330,0**	**321,8**	**327,9**	**325,0**	**331,8**
Quota FER-E (%)	**27,4%**	**31,3%**	**33,4%**	**33,5%**	**34,0%**	**34,1%**

Settore termico

Nel 2017 i consumi di FER nel settore termico ammontano a circa 11,2 Mtep; la quota sui consumi termici complessivi nazionali si attesta intorno al 20%. Il contributo FER maggiore viene fornito dai consumi di biomassa solida (principalmente legna da ardere e pellet utilizzati nel settore residenziale) e dall'impiego invernale delle pompe di calore.

Tabella 43 - Target FER settore termico (ktep) [Fonte: GSE]

	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Numeratore - Energia da FER	**10.226**	**10.603**	**9.934**	**10.687**	**10.539**	**11.211**
Produzione lorda di calore derivato da FER	592	838	966	905	928	957
Consumi finali FER per riscaldamento	9.635	9.765	8.968	9.783	9.611	10.255
di cui bioenergie	6.946	6.959	6.097	6.894	6.677	7.265
di cui solare	155	168	180	190	200	209
di cui geotermico	118	119	111	114	125	131
di cui energia ambiente da pdc	2.415	2.519	2.580	2.584	2.609	2.650
Denominatore - Consumi finali lordi nel settore termico	**60.214**	**58.606**	**52.519**	**55.504**	**55.796**	**55.823**
Quota FER-C (%)	**17,0%**	**18,1%**	**18,9%**	**19,3%**	**18,9%**	**20,1%**

Settore trasporti

L'evoluzione del target FER relativo al settore trasporti, illustrata nella tabella seguente, è elaborata applicando i criteri di calcolo fissati dalla RED I (i coefficienti premianti sono illustrati nella tabella stessa). Nel 2017 i consumi settoriali di energia da FER così calcolati ammontano a poco meno di 2 Mtep; la relativa incidenza sui consumi complessivi si attesta al 6,5%.

Tabella 44 - Target FER settore trasporti (ktep) [Fonte: GSE]

	coeff.	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Numeratore - Energia da FER		**2.019**	**1.741**	**1.678**	**2.121**	**2.377**	**1.992**
Biocarburanti double counting avanzati	2,0	62	8	14	13	9	7
Biocarburanti double counting non avanzati	2,0	277	107	172	439	765	350
Biocarburanti single counting	1,0	1.026	1.136	878	713	265	703
Quota rinn. energia elettrica su strada	5,0	1,0	1,3	1,6	1,9	2,0	2,4
Quota rinn. energia elettrica su rotaia	2,5	82,8	101,9	117,2	137,4	156,5	158,7
Quota rinn. energia elettrica su altre modalità	1,0	102,0	114,9	127,9	152,9	162,3	166,4
Denominatore - Consumi finali lordi nei trasporti		**33.110**	**32.176**	**33.431**	**32.611**	**32.057**	**30.728**
Quota FER-T (%)		**6,1%**	**5,4%**	**5,0%**	**6,5%**	**7,4%**	**6,5%**

ii. Proiezioni indicative di sviluppo con politiche vigenti per il 2030 (con una prospettiva fino al 2040)

In termini di sviluppo delle FER nel periodo 2020-2040 le seguenti tabelle mostrano rispettivamente l'evoluzione a politiche attuali del target FER totale, del target FER elettriche, del target FER termiche e del target FER trasporti. Nell'evoluzione tendenziale al 2030 le FER contribuiscono al 21,1% dei consumi finali lordi di energia, con un incremento di tre punti percentuali rispetto al dato storico 2017 (18,3%). Guardando alla prospettiva al 2040 la quota FER cresce di un ulteriore punto percentuale arrivando al 22,2%.

Tabella 45 - Target FER totale nel periodo 2020-2040 con politiche vigenti (ktep)

	2020	2025	2030	2040
Numeratore	**22.944**	**23.598**	**25.242**	**26.858**
Produzione lorda di energia elettrica da FER	10.183	10.364	11.348	12.284
Consumi finali FER per riscaldamento e raffrescamento	11.121	11.301	12.008	12.825
Consumi finali di FER nei trasporti	1.640	1.933	1.886	1.749
Denominatore - Consumi finali lordi complessivi	**120.479**	**120.399**	**119.069**	**121.001**
Quota FER complessiva (%)	**19,0%**	**19,6%**	**21,2%**	**22,2%**

Settore elettrico

A politiche vigenti, si prevede che il contributo nel settore elettrico raggiunga 11,3 Mtep al 2030 di generazione da FER, pari a 132 TWh, con una copertura del 38,7% dei consumi elettrici lordi con energia rinnovabile, contro il 34,1% del 2017.

Analizzando le singole fonti, il significativo potenziale residuo tecnicamente ed economicamente sfruttabile e la riduzione dei costi di fotovoltaico ed eolico prospettano, per queste tecnologie una crescita anche a politiche attuali. Sempre nello stesso orizzonte temporale è considerata una crescita contenuta della potenza aggiuntiva geotermica e idroelettrica e una leggera flessione delle bioenergie, al netto dei bioliquidi per i quali è invece attesa una graduale fuoriuscita degli impianti a fine incentivo. In prospettiva 2040 la quota di FER elettriche cresce fino al 40,6%.

Tabella 46 - Target FER elettriche nel periodo 2020-2040 con politiche vigenti (TWh)

	2020	2025	2030	2040
Produzione rinnovabile	**118,5**	**120,5**	**132,0**	**142,9**
Idrica (normalizzata)	49,4	49,1	51,0	51,6
Eolica (normalizzata)	20,1	21,8	25,1	33,2
Geotermica	6,7	6,9	7,0	8,3
Bioenergie	16,3	14,7	14,2	12,3
Solare	26,0	28,0	34,6	37,4
Denominatore - Consumi Interni Lordi di energia elettrica	**327,1**	**333,1**	**340,6**	**351,7**
Quota FER-E (%)	**36,3%**	**36,2%**	**38,7%**	**40,6%**

Settore termico

Anche il settore termico riveste un ruolo importante nella evoluzione a politiche correnti delle rinnovabili: in termini assoluti si prevede, infatti, il raggiungimento di circa 12 Mtep di FER nel settore di riscaldamento e raffrescamento al 2030, legati principalmente all'incremento della componente rinnovabile delle pompe di calore annuali. Al 2030 il settore termico vede il ricorso a impianti solari termici, geotermici e a bioenergie[32] (per un totale di 7,8 Mtep), pompe di calore (3,5 Mtep) e calore cogenerativo prodotto da FER (0,7 Mtep). Al 2030 la quota di FER termiche raggiunge il 23,8% contro il 20,1% del 2017. In prospettiva 2040 la quota di FER termiche cresce fino al 25,4%.

Tabella 47 - Target FER riscaldamento nel periodo 2020-2040 con politiche vigenti (ktep) [Fonte: RSE]

	2020	2025	2030	2040
Numeratore	**11.121**	**11.301**	**12.008**	**12.825**
Produzione lorda di calore derivato da FER	785	682	709	701
Consumi finali FER per riscaldamento	10.336	10.619	11.299	12.124
di cui bioenergie	7.011	6.949	7.132	7.456
di cui solare	300	502	518	595
di cui geotermico	145	148	150	150
di cui energia ambiente da pdc	2.880	3.020	3.499	3.923
Denominatore - Consumi Finali Lordi nel settore termico	**53.160**	**51.405**	**50.432**	**50.483**
Quota FER-C (%)	**20,9%**	**22,0%**	**23,8%**	**25,4%**

Settore trasporti

Nelle proiezioni a politiche attuali non si tiene conto dei nuovi obiettivi fissati dalla Direttiva RED II che prevede al 2030 un target specifico nel settore dei trasporti pari al 14% (obbligo che gli Stati membri devono ribaltare sui fornitori di carburanti). Nel settore dei trasporti si raggiunge al 2030 una quota FER pari all'11,3% (calcolata secondo i criteri impostati dalla Direttiva RED II) riconducibile a una crescita sia del consumo di biocarburanti sia di energia elettrica per il trasporto su strada e rotaia. In prospettiva 2040 la quota di FER nel settore trasporti cresce fino al 12,6%.

Tabella 48 - Target FER trasporti nel periodo 2020-2040 con politiche vigenti, ma criteri di calcolo impostati secondo le regole della Direttiva RED II (ktep) [Fonte: RSE]

	Fattore moltiplicativo	2020	2025	2030	2040
Numeratore		**2.841**	**3.247**	**3.381**	**3.674**
Biocarburanti avanzati	X 2	193	295	323	503
Biocarburanti double counting non avanzati	X 2	700	670	650	650
Biocarburanti single counting		747	968	913	596
Quota rinnovabile dell'energia elettrica su strada	X 4	7	9	40	74
Quota rinnovabile dell'energia elettrica su rotaia	X 1,5	187	209	242	316
Denominatore - Consumi Finali Lordi nei trasporti		**31.859**	**30.856**	**29.894**	**29.195**
Quota FER-T (%)		**8,9%**	**10,5%**	**11,3%**	**12,6%**

[32] Incluso biometano e biogas

4.3 Dimensione dell'efficienza energetica

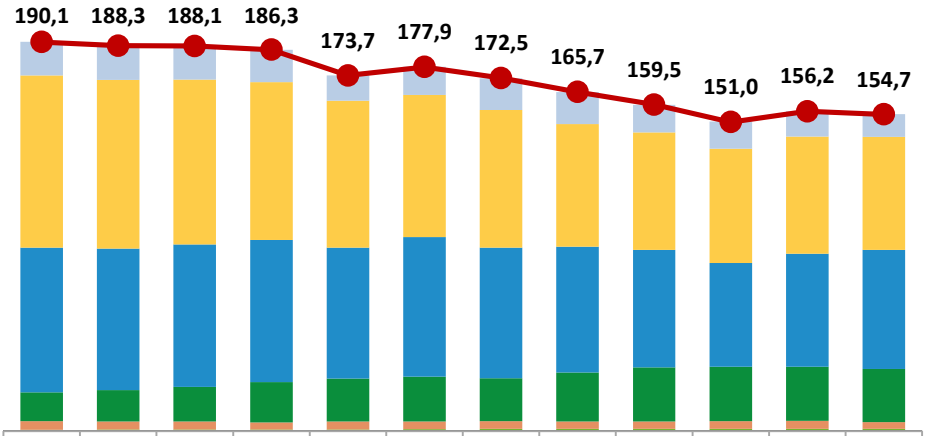
i. Consumo di energia primaria e finale attuale nell'economia e per settore (inclusi i settori industriale, residenziale, dei servizi e dei trasporti)

Gli ultimi decenni hanno visto una profonda rivoluzione del sistema energetico italiano nel quale all'affermarsi, in una prima fase, del gas naturale ha fatto seguito, dopo il 2005, una forte crescita delle fonti energetiche rinnovabili, in particolare nel settore elettrico, e una costante riduzione invece dei prodotti petroliferi. Questa evoluzione è stata dettata sia dalle politiche volte a ridurre in maniera significativa le emissioni di gas serra e contrastare così i rischi legati ai cambiamenti climatici sia dalla necessità di garantire maggiore sicurezza e diversificazione negli approvvigionamenti energetici.

Nel 2016, il consumo interno lordo è stato pari a circa 155[33] Mtep in diminuzione di circa 1 punto percentuale rispetto all'anno precedente. Tale dato deriva da una consistente diminuzione rispetto all'anno precedente dei consumi di solidi (-10,7%), dei prodotti petroliferi (-3,3%) e delle FER, che hanno invertito la loro crescita (-0,1%) insieme a un incremento del consumo di gas (+5%). Il dato relativo al netto delle importazioni di energia elettrica si contrae nell'ordine del 20%.

Nel periodo 2005 - 2014, i Consumi Interni Lordi e i consumi finali hanno visto una rapida decrescita, a eccezione della ripresa del 2010, seguita, negli ultimi anni, da una leggera flessione. La riduzione dei consumi ha riguardato in particolare i prodotti petroliferi, il gas naturale e, seppur con andamento non omogeneo, il carbone. Negli ultimi decenni le fonti energetiche rinnovabili, grazie anche a un generoso sistema di incentivazione, sono state protagoniste di una stagione di grande sviluppo in Italia fino al 2013, seguita da una fase piuttosto stazionaria, con la flessione già citata del 2016.

Figura 43 - Evoluzione del consumo Interno Lordo per fonte (Mtep) [Fonte: Eurostat]



	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Solidi fossili	16,5	16,7	16,3	15,8	12,4	13,7	15,4	15,7	13,5	13,4	12,3	11,0
Petrolio	84,0	82,4	80,5	77,1	71,8	69,5	67,2	59,9	57,4	55,8	57,2	55,3
Gas	70,7	69,2	69,5	69,5	63,9	68,1	63,8	61,4	57,4	50,7	55,3	58,1
Rinnovabili	14,1	15,3	16,9	19,7	21,0	21,9	21,0	23,9	26,4	26,5	26,3	26,0
Energia elettrica	4,2	3,9	4,0	3,4	3,9	3,8	3,8	3,7	3,6	3,8	4,0	3,2
Rifiuti non rinnovabili	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,2
Totale	190,1	188,3	188,1	186,3	173,7	177,9	172,5	165,7	159,5	151,0	156,2	154,7

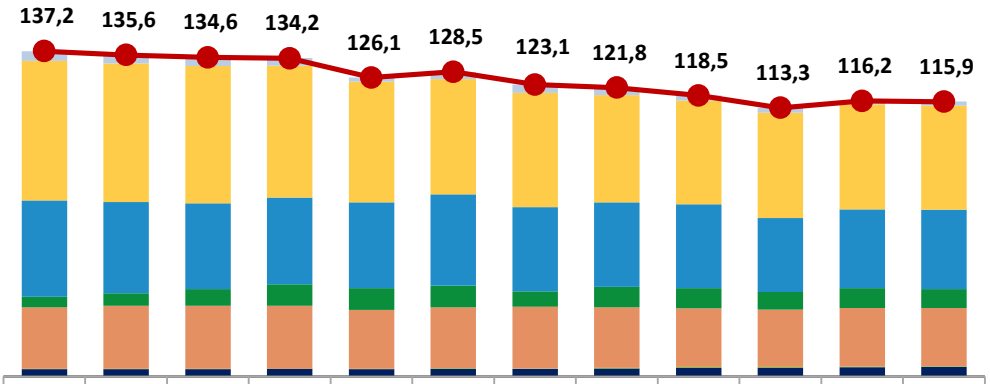
[33] Inclusi gli usi non energetici - Fonte Eurostat

La richiesta di energia primaria (escludendo gli usi non energetici) nel periodo 2005-2016 si è ridotta del 18% passando dai 181,5 Mtep del 2005 ai 148,4Mtep del 2016.

I consumi energetici finale nel 2016 sono stati interessati da una leggera flessione rispetto all'anno precedente (-0,3%), raggiungendo i 116 Mtep. Si evidenzia:

- una contrazione ridotta ma significativa dei consumi del settore trasporti (-1,1%);
- una sostanziale stabilità dei consumi per il settore civile (-0,5%) ma legata alla variabilità climatica;
- una crescita dei consumi dell'industria (+1,4%).

Figura 44 - Evoluzione dei consumi finali per fonte (Mtep) [Fonte: Eurostat]

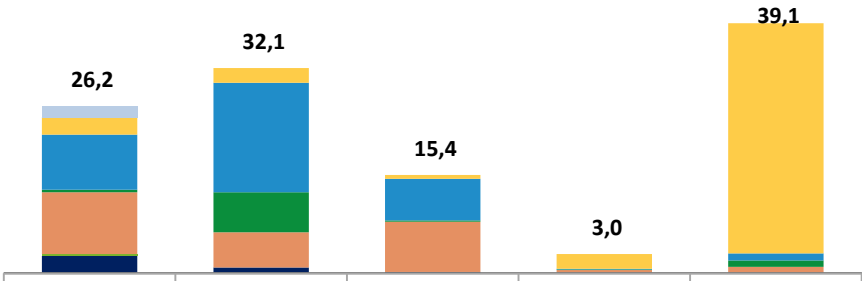


	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Solidi fossili	4,0	3,7	3,6	3,2	1,8	2,9	3,4	3,1	2,2	2,1	1,5	1,8
Petrolio	59,0	58,4	57,9	55,6	50,9	48,7	48,3	45,2	43,8	44,3	44,3	43,8
Gas	40,6	38,5	36,2	36,6	36,1	38,5	35,5	35,7	35,4	31,2	33,2	33,5
Rinnovabili	4,5	5,3	7,1	9,0	9,2	9,1	6,5	8,6	8,5	7,5	8,4	8,0
Energia elettrica	25,9	26,6	26,6	26,6	24,9	25,7	26,0	25,5	24,7	24,2	24,7	24,6
Rifiuti non rinnovabili	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Calore cogenerato	3,1	3,1	3,1	3,2	3,1	3,3	3,2	3,4	3,7	3,7	3,9	4,0
Totale	137,2	135,6	134,6	134,2	126,1	128,5	123,1	121,8	118,5	113,3	116,2	115,9

Il trend dei consumi finali mostra una sostanziale invarianza del mix energetico degli ultimi anni. Emerge il predominio delle fonti gas ed elettricità nei settori industriale (circa il 70% sul totale dei consumi) e civile (85%); il petrolio copre la quasi totalità del fabbisogno dei trasporti, pur segnalando una crescita delle FER per via dell'impiego di biocarburanti.

Nella figura successiva è riportato il dettaglio, al 2016, dei consumi finali settoriali per fonte. Si nota come la maggior parte di consumi finali riguardino gli usi civili (41%), seguiti dai settori dei trasporti (34%) e dell'industria (22%).

Figura 45 - Consumi energetici finali per fonte e settore, anno 2016 [Fonte: Eurostat]



	Industria	Residenziale	Terziario	Agricoltura	Trasporti
	26,2	32,1	15,4	3,0	39,1
Solidi fossili	1,8	-	-	-	-
Petrolio	2,7	2,3	0,6	2,3	36,0
Gas	8,6	17,1	6,5	0,1	1,1
Rinnovabili	0,4	6,3	0,2	0,1	1,0
Energia elettrica	9,7	5,5	7,9	0,5	1,0
Rifiuti non rinnovabili	0,3	-	-	-	-
Calore cogenerato	2,7	0,9	0,2	-	-

In termini di efficienza energetica, rispetto all'obiettivo previsto per il periodo 2011-2020 nel PAEE 2014, i risparmi energetici conseguiti al 2017 sono stati pari a poco più di 8 Mtep/anno, equivalenti a quasi il 52% dell'obiettivo finale. Tali risparmi derivano per circa il 37% dal meccanismo d'obbligo dei Certificati Bianchi e oltre un quarto dalle detrazioni fiscali. A livello settoriale, il residenziale ha di fatto già raggiunto l'obiettivo atteso al 2020; l'industria è a metà del percorso previsto.

Tabella 49 - Risparmi energetici annuali conseguiti per settore, periodo 2011-2017 e atteso al 2020 (Mtep/anno) ai sensi del PAEE 2014 [Fonte: RAEE 2018]

	Certificati Bianchi	Detrazioni fiscali	Conto Termico	Impresa 4.0	Regolamenti Comunitari e Alta Velocità	D.Lgs. 192/2005 e 26/2015	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	17,9%
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%**

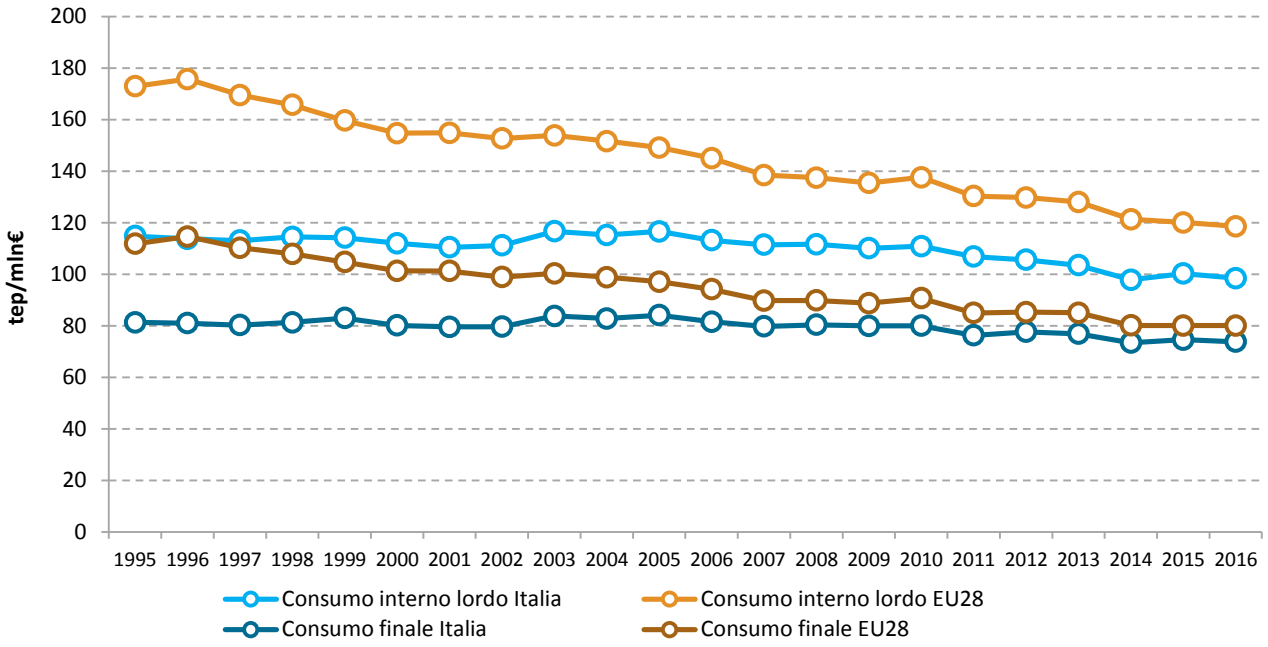
I risparmi rilevati nel settore residenziale e industriale e da misure quali i Certificati Bianchi e le detrazioni fiscali sono stati prevalenti negli ultimi anni, ma essendo meccanismi maturi hanno limitata capacità di crescita, al contrario dei meccanismi di recente adozione (Conto Termico, Piano Industria 4.0) e di altri ancora da valorizzare.

L'intensità energetica - analisi storica fino al 2016

L'intensità energetica, valutata in termini di energia consumata per unità di ricchezza economica prodotta (PIL, valori concatenati, anno di riferimento 2010), è un indicatore dell'efficienza economica ed energetica. L'Italia è uno dei Paesi europei con il valore più basso di intensità di energia. In base ai dati Eurostat, l'Italia continua ad avere la più bassa intensità energetica per ricchezza prodotta tra i principali Paesi europei, dopo il Regno Unito.

L'intensità di energia finale segue andamenti analoghi. La figura seguente mostra come l'intensità media europea si sia ridotta significativamente avvicinandosi ai livelli che l'Italia aveva fin dal 1990. L'Italia mostra storicamente un'efficienza energetica ed economica maggiore rispetto alla media degli altri paesi europei, che implica un maggiore sforzo per conseguire risparmi energetici significativi rispetto ad altre economie dove i consumi specifici sono storicamente più elevati e comprimibili. La diminuzione dei consumi è cominciata dal 2005, prima della crisi economica, mentre nel periodo 1990-2005 i consumi sono costantemente aumentati con un tasso annuale medio di +1.4%. Inoltre la quota di gas naturale è aumentata costantemente dal 1990 controbilanciando il corrispondente decremento dei prodotti petroliferi. Negli ultimi anni è evidente il crescente ruolo delle energie rinnovabili.

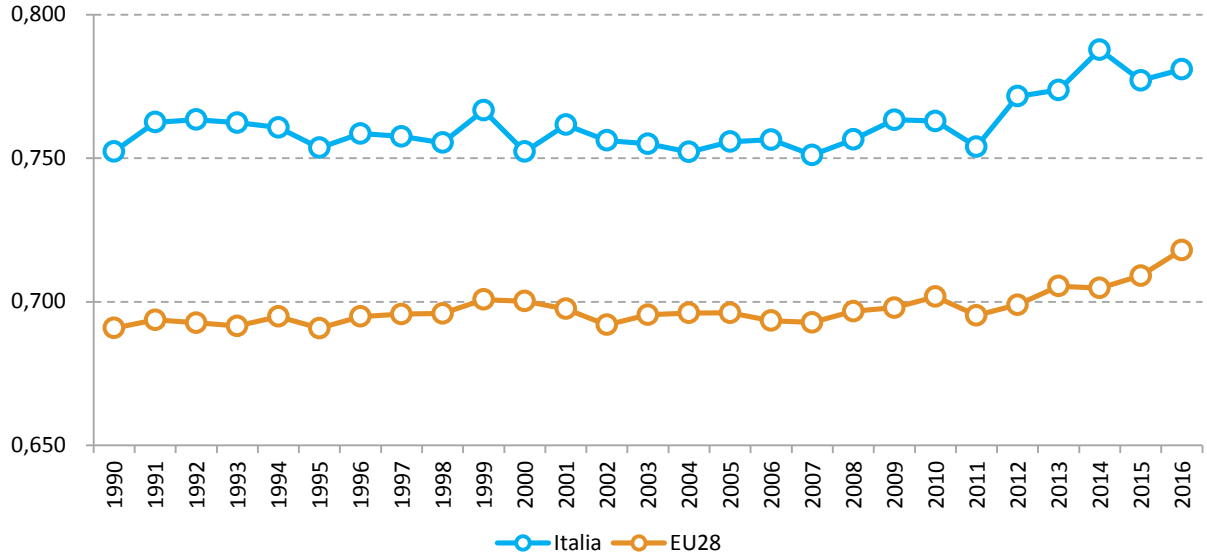
Figura 46 - Consumo finale e consumo interno lordo per unità di PIL, dati storici



Il rapporto tra consumi di energia finale e consumi di energia primaria è un indicatore dell'efficienza complessiva di conversione dell'energia delle fonti primarie. Questo rapporto è sempre stato molto elevato per l'Italia e maggiore della media europea. L'incremento di efficienza, dovuto anche all'aumento della produzione lorda di energia elettrica da impianti di cogenerazione (a partire dal 1999), viene parzialmente compensato dal peso crescente di fonti energetiche secondarie (elettricità, derivati petroliferi) nei consumi finali di energia; ciò spiega la relativa stabilità dell'indicatore fino al 2011. Negli ultimi anni si osserva un incremento del rapporto dovuto sia all'aumento della quota di consumi finali elettrici sia all'incremento di efficienza di trasformazione dei combustibili fossili.

Dal 1990 il rapporto tra consumi di energia finale e primaria in Italia oscilla intorno a valori medi compresi tra 0,7 e 0,75, mentre in EU28 la media osservata è attorno a 0,65.

Figura 47 - Consumi finali per unità di consumo interno lordo, dati storici



Efficienza di trasformazione elettrica

I dati pubblicati annualmente da Terna dei consumi energetici, consumi specifici, produzione di energia elettrica e calore utile delle centrali termoelettriche consentono di elaborare i parametri dell'efficienza del parco termoelettrico in termini di rapporto tra energia prodotta e contenuto energetico dei combustibili utilizzati.

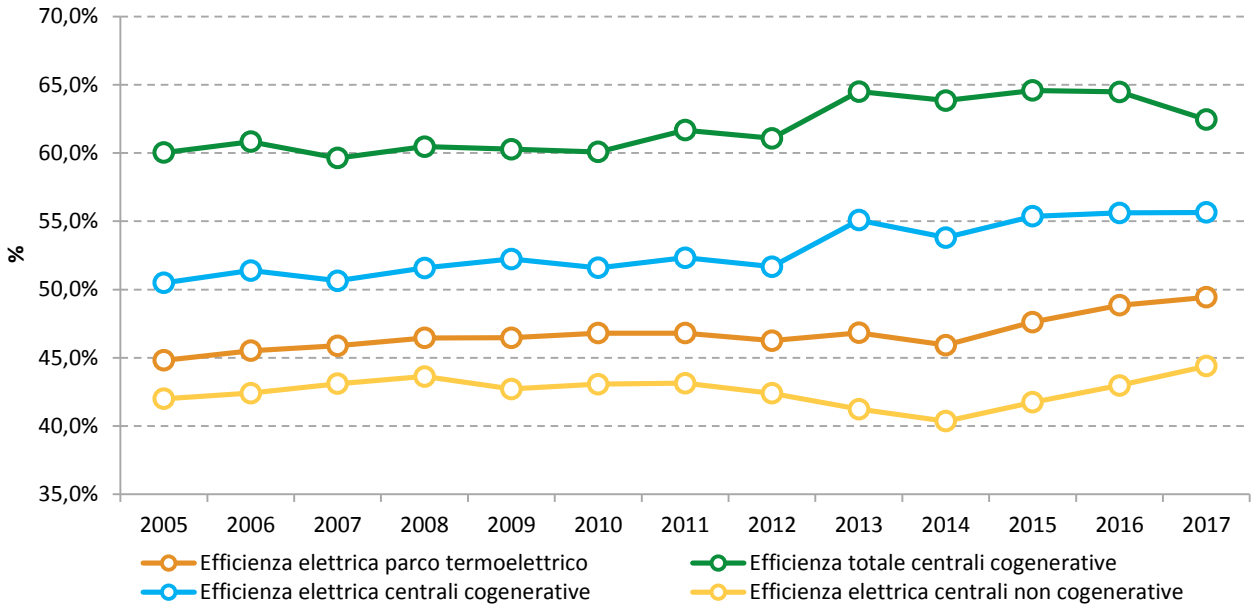
Nella tabella seguente sono riportati i parametri relativi ai consumi energetici del parco termoelettrico e all'efficienza degli impianti. I dati mostrano che l'efficienza del parco termoelettrico è aumentata dal 2005, soprattutto per il contributo delle centrali cogenerative caratterizzate da efficienza elettrica superiore a quella delle centrali non cogenerative. Nel 2016 l'efficienza elettrica di queste ultime risulta del 43%, mentre per le centrali cogenerative si registra un valore del 55,6%. Inoltre, le centrali cogenerative mostrano un costante incremento dell'efficienza elettrica laddove l'efficienza delle centrali non cogenerative non mostra significativi incrementi dal 2005. Considerando anche la produzione di calore gli impianti cogenerativi fanno registrare un'efficienza del 64,5% nel 2016. Complessivamente l'efficienza del parco termoelettrico nazionale è del 54,6% e mostra un andamento crescente negli ultimi anni fino al 2016.

Tabella 50 - Consumi energetici ed efficienza del parco termoelettrico

	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Consumi specifici - centrali non cogenerative (Mcal/kWh elettrici)	2,048	1,997	1,993	2,028	2,085	2,131	2,060	2,001
Consumi specifici - centrali cogenerative (Mcal/kWh elettrici)	1,703	1,667	1,643	1,664	1,561	1,598	1,553	1,546
Consumo di energia - parco termoelettrico (ktep)	53.468	47.764	47.671	45.666	41.099	38.300	40.343	40.886
- centrali cogenerative	21.206	23.999	22.521	22.147	20.052	19.045	20.654	22.164
- per produzione elettrica	*16.078*	*18.577*	*16.678*	*16.780*	*14.251*	*13.607*	*14.889*	*16.256*
- per produzione di calore	*5.127*	*5.422*	*5.843*	*5.367*	*5.801*	*5.438*	*5.765*	*5.908*
- centrali non cogenerative	32.262	23.765	25.150	23.519	21.046	19.256	19.688	18.722
Consumo di energia per la prod. elettrica (ktep)	48.339	42.342	41.830	40.300	35.295	32.856	34.578	34.978
Efficienza elettrica parco termoelettrico	0,448	0,468	0,468	0,463	0,468	0,459	0,476	0,488
Efficienza totale centrali cogenerative	0,600	0,601	0,616	0,611	0,645	0,638	0,646	0,645
Efficienza elettrica centrali cogenerative	0,505	0,516	0,523	0,517	0,551	0,538	0,554	0,556
Efficienza elettrica centrali non cogenerative	0,420	0,431	0,431	0,424	0,412	0,403	0,417	0,430
Efficienza totale parco termoelettrico	**0,491**	**0,516**	**0,519**	**0,515**	**0,526**	**0,520**	**0,534**	**0,546**

Nella Figura seguente è riportato l'andamento dell'efficienza del parco termoelettrico nazionale per le centrali cogenerative e non cogenerative. Di particolare rilievo appare l'incremento di efficienza osservato per le centrali cogenerative tra il 2012 e il 2013 dovuto al prevalente funzionamento delle sezioni cogenerative a ciclo combinato e a condensazione di dimensioni significative e maggiore efficienza.

Figura 48 - Efficienza del parco termoelettrico nazionale, periodo 2005-2016



I dati mostrano che le efficienze di conversione registrate nel 2016 sono superiori a quelle registrate nel 2005. L'incremento di efficienza è particolarmente rilevante per gli impianti cogenerativi, infatti nel periodo 2005-2016 a fronte di un incremento dell'efficienza elettrica media dell'intero parco termoelettrico del 4% gli impianti cogenerativi mostrano un incremento del 5,1%, mentre gli impianti non cogenerativi presentano un miglioramento dell'efficienza dell'1% nello stesso periodo.

Per quanto riguarda l'efficienza totale gli impianti cogenerativi mostrano un miglioramento delle prestazioni del 4,4% con un ruolo particolarmente pronunciato per gli impianti a ciclo combinato che fanno registrare un incremento del 7,3% dell'efficienza totale.

Efficienza nei settori di uso finale dell'energia

L'intensità energetica finale (consumo di energia finale per valore aggiunto prodotto) dell'industria italiana dal 1995 al 2016 è sempre inferiore alla media europea. Inoltre tra il 2005 e il 2015 il tasso medio annuo nazionale di riduzione dell'intensità energetica, pari a -2,9%, è secondo solo a quello della Polonia (-6,1%), caratterizzata tuttavia da valori particolarmente elevati rispetto agli altri Paesi europei.

Per il settore dei servizi si osservano andamenti caratterizzati da poche variazioni dal 2005. Il tasso medio per Italia mostra lievi incrementi annui, dell'ordine dello 0,1%. L'intensità energetica nazionale dei servizi nel 2015 occupa l'8° posto tra i 27 Paesi dell'Unione europea.

Il settore dell'agricoltura è caratterizzato dalle intensità energetiche più elevate nei tre settori economici e mostra una certa stabilità a livello nazionale, mentre a livello europeo si osserva una riduzione progressiva (-2,3% medio annuo in EU28 dal 2005 al 2015).

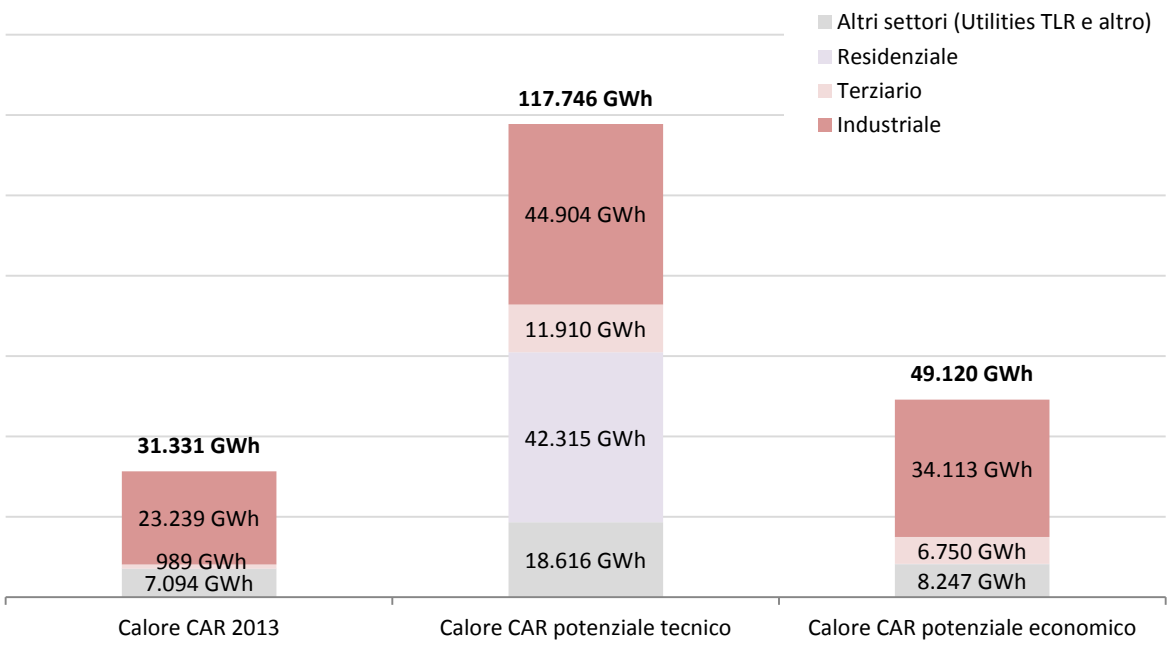
ii. Potenziale attuale di applicazione della Cogenerazione ad Alto Rendimento nonché del teleriscaldamento e teleraffreddamento efficienti[34]

Secondo il rapporto di valutazione del potenziale nazionale di applicazione della Cogenerazione ad Alto Rendimento e del teleriscaldamento efficiente previsto dall'articolo 14 della Direttiva EED il potenziale economico della CAR risulta, sulla base delle attuali condizioni normative e di mercato, pari a 49,1 TWh (4.224 ktep) di calore utile. Rispetto alla produzione complessiva di calore utile da CAR al 2013 (anno di riferimento per la valutazione del potenziale incrementale effettuate ai sensi della Direttiva EED), pari a 31,3 TWh (2.694 ktep), si riscontra un potenziale incremento di 17,8 TWh (1.529 ktep). Tale incremento di calore utile prodotto da CAR è riconducibile a impianti CAR di autoproduzione del settore industriale per un 61% (10,8 TWh), del settore terziario per un 32% (5,8TWh) e per un 6% (1,2 TWh) a impianti CAR del settore delle energy utilities che operano nel teleriscaldamento. Il settore residenziale non mostra un potenziale economico sfruttabile alle attuali condizioni di mercato e di costi delle tecnologie.

Di questo potenziale è atteso prossimamente un riesame nell'ambito dell'aggiornamento previsto dalla Direttiva 2012/27/CE (EED).

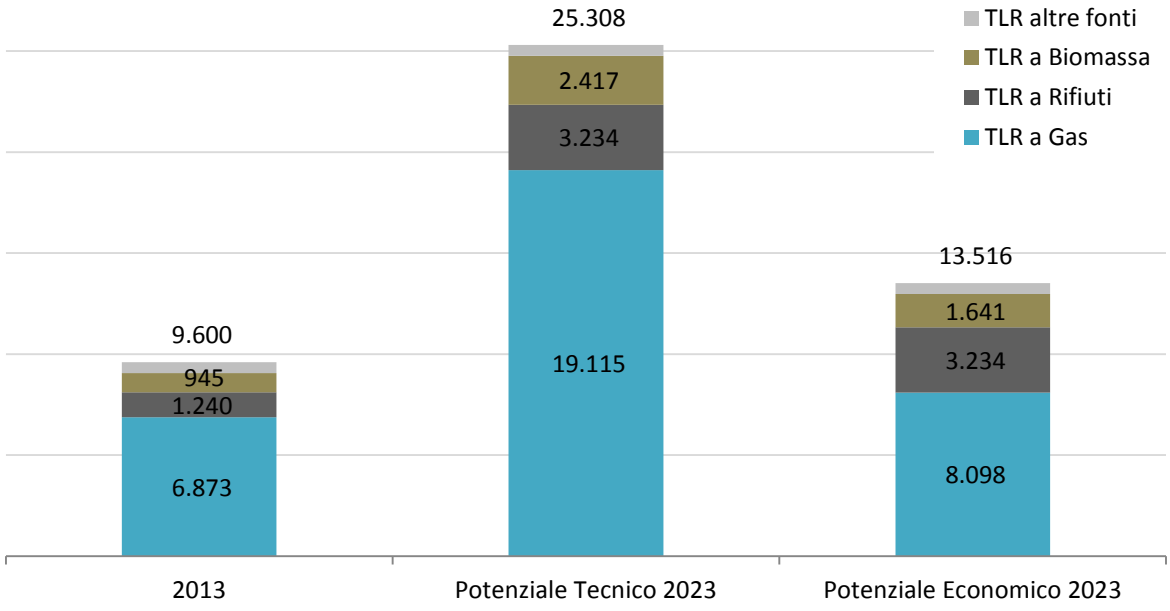
[34] *Conformemente all'articolo 14, paragrafo 1, della Direttiva 2012/27/UE*

Figura 49- Potenziale tecnico ed economico della CAR in Italia (GWh) [Fonte: GSE, Rapporto di valutazione del potenziale nazionale di applicazione della CAR e del TLR. 2015-2016]



Nel settore del teleriscaldamento, il potenziale economico riscontrato risulta pari a 13,5 TWh (1.160 ktep). Rispetto al calore erogato da TLR nel 2013, pari a 825 ktep, si riscontra un potenziale incremento da teleriscaldamento efficiente di 335 ktep. Secondo la valutazione del potenziale incrementale effettuate ai sensi della Direttiva EED, a tale incremento di energia erogata da TLR potrebbe contribuire la produzione di calore basata su gas naturale per 1.225 GWh (ovvero 105 ktep di cui 84 ktep da cogenerazione), sulle biomasse per 696 GWh (60 ktep) e sulla termovalorizzazione dei rifiuti per ulteriori 1.994 GWh (171 ktep).

Figura 50- Potenziale tecnico ed economico del TLR in Italia - (GWh) [Fonte: GSE, Rapporto di valutazione del potenziale nazionale di applicazione della CAR e del TLR. 2015-2016]



iii. Proiezioni in considerazione delle politiche, delle misure e dei programmi attuali in materia di efficienza energetica, di cui al punto 1.2 ii), per il consumo di energia primaria e finale per ciascun settore almeno fino al 2040 (anche per il 2030)[35]

Nella tabella che segue sono riportate le proiezioni del Consumo Interno Lordo (CIL)[36], dei consumi energetici primari e finali nel periodo 2020-2040 a politiche attuali. I consumi energetici sono dettagliati sia per settore sia per fonte. Nella tabella è riportata anche la proiezione dei consumi per usi non energetici.

Le proiezioni dei consumi mostrano come, anche a politiche correnti, si raggiungano significativi incrementi dell'efficienza energetica, evidenziando un disaccoppiamento tra il consumo interno lordo di energia primaria (CIL) e la crescita del PIL. I consumi energetici, che hanno raggiunto il picco nel 2005, sono caratterizzati da una marcata tendenza di decrescita iniziata già prima del presentarsi della crisi economica. La contrazione dell'intensità energetica (CIL/PIL) continua, anche grazie alle misure di promozione dell'efficienza fino al 2020: successivamente questo trend non è più guidato da nuove politiche o obiettivi (a parte l'ETS), ma dai trend di mercato e dai naturali miglioramenti tecnologici.

Tabella 51 - Consumo di energia primaria e finale (per ciascun settore), proiezioni 2020-2040 nello scenario BASE (ktep) [Fonte: RSE]

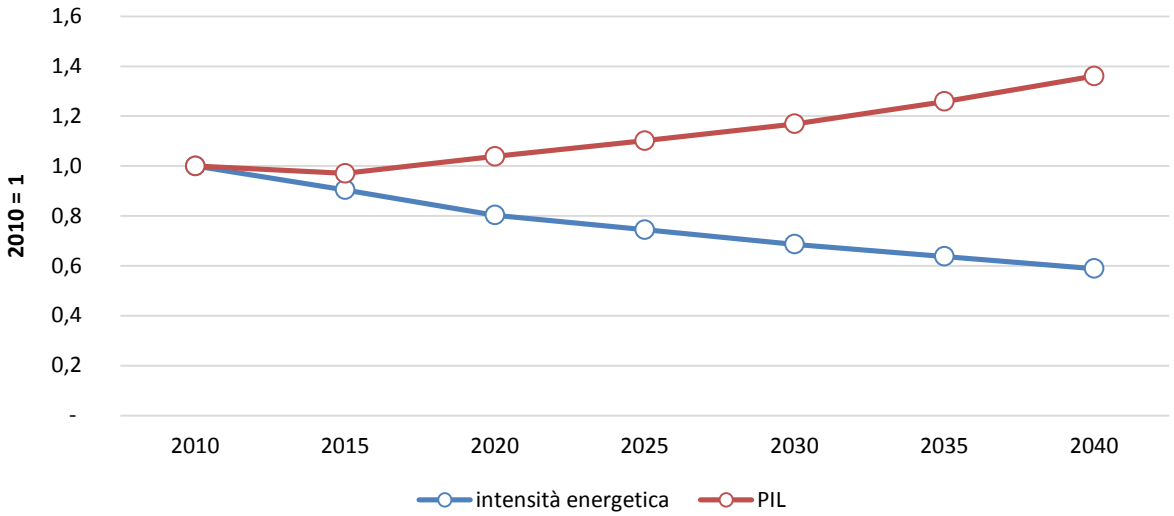
scenario BASE	2020	2025	2030	2040
Consumo interno lordo	**149.111**	**145.986**	**142.652**	**142.428**
Solidi	11.640	8.752	8.390	7.460
Prodotti petroliferi	50.711	48.045	46.001	41.606
Gas naturale	55.838	56.890	55.829	56.416
Energia elettrica	3.162	2.815	2.667	2.653
Rinnovabili	27.760	29.484	29.765	34.294
Consumi energetici primari*	**142.441**	**139.103**	**135.702**	**134.718**
Consumi energetici finali	**116.393**	**115.064**	**113.182**	**114.571**
dettaglio per settore				
Industria	26.536	26.584	26.050	26.285
Residenziale	31.974	30.873	30.506	30.519
Terziario	15.700	15.671	15.656	17.480
Trasporti	39.240	39.044	38.023	37.499
Agricoltura	2.942	2.893	2.946	2.789
dettaglio per fonte				
Solidi	2.013	2.271	2.191	**1.834**
Prodotti petroliferi	42.405	40.874	39.054	**36.240**
Gas naturale	33.516	32.411	31.837	**33.901**
Energia elettrica	25.209	25.805	25.996	**28.097**
Calore	4.127	4.007	4.136	**4.554**
Rinnovabili	9.122	9.500	9.947	**9.944**
Consumi finali non energetici	**6.670**	**6.780**	**6.950**	**7.710**

*I consumi primari non comprendono gli usi non energetici, inclusi nel Consumo interno lordo.

[35] *Questa proiezione dello scenario di riferimento attuale è la base per l'obiettivo di consumo di energia finale e primaria per il 2030, di cui al punto 2.3, e per i coefficienti di conversione*.

[36] Nel Consumo Interno Lordo sono inclusi gli usi non energetici.

Figura 51 - Confronto tra la proiezione dell'intensità energetica e il PIL[37] nel periodo 2010-2040

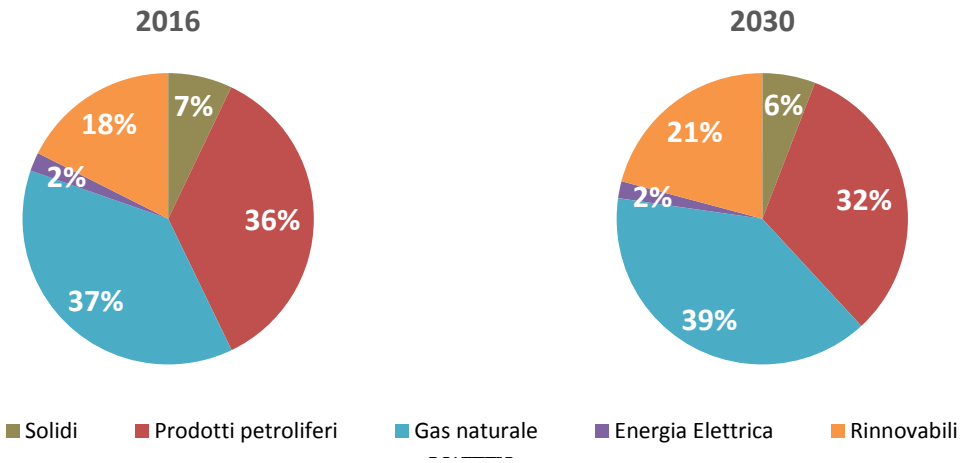


L'evoluzione del fabbisogno energetico primario è data dall'effetto combinato di molteplici fattori:

- la riduzione del consumo di energia nei settori di uso finale, conseguenza dei processi di efficientamento energetico in atto e la naturale sostituzione di dispositivi obsoleti;
- il differente mix di combustibili negli usi finali di energia, per un maggior ricorso alle fonti rinnovabili termiche, elettrificazione e biocarburanti;
- il sostegno indiretto all'efficienza energetica dell'ETS che promuove anche una maggiore penetrazione delle FER nei settori ETS durante tutto il periodo di proiezione;
- il conseguente graduale processo di decarbonizzazione della generazione elettrica, per l'aumento di produzione da fonti rinnovabili e l'elettrificazione degli usi finali.

In termini di mix energetico primario al 2030 il gas naturale si mantiene la fonte principale. Decresce, invece, il consumo di solidi e petroliferi a favore delle fonti rinnovabili. Il 2030 è confrontato con l'ultimo anno a consuntivo disponibile, il 2016, i cui valori sono riportati nella figura sottostante.

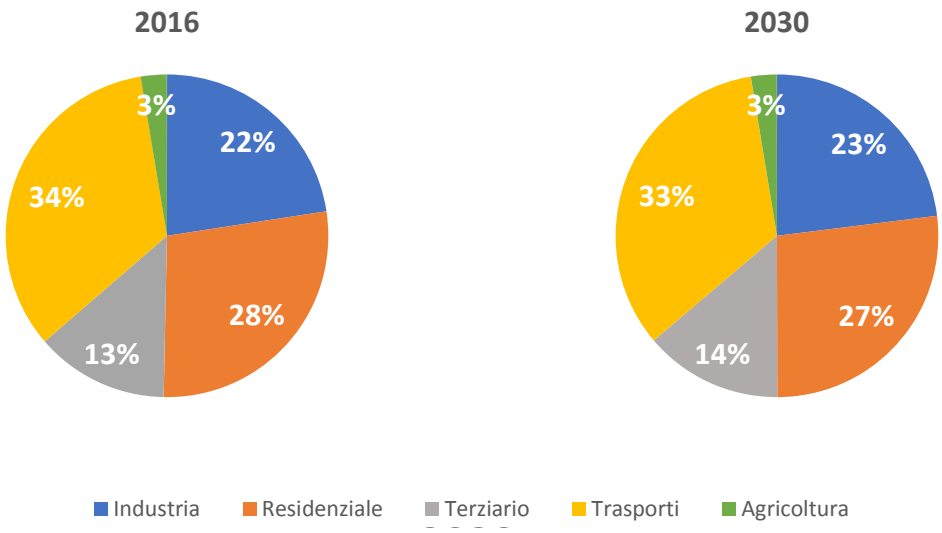
Figura 52 - Confronto del mix energetico primario 2016 e 2030 (scenario BASE)



[37] Valori concatenati al 2010

A livello settoriale invece il mix dei consumi energetici finali resta invece pressochè invariato al 2030 rispetto all'ultimo anno a consuntivo (2016).

Figura 53 - Confronto del mix energetico finale tra 2016 e 2030 (scenario BASE)



iv. Livelli ottimali in termini di costo dei requisiti minimi di prestazione energetica risultanti dai calcoli a livello nazionale, ai sensi dell'articolo 5 della Direttiva 2010/31/UE

La Energy Performance of Buildings Directive (EPBD) 2002/91/CE, e la successiva Direttiva 2010/31/UE (EPBD Recast), hanno definito i principi relativi al miglioramento della prestazione energetica degli edifici.

Nella EPBD Recast è stato richiesto agli Stati membri di definire i requisiti minimi di prestazione energetica degli edifici in funzione dei livelli ottimali di costo. A tali fini, la Direttiva ha introdotto una metodologia di analisi comparativa con il proposito di determinare i requisiti di riferimento per gli standard nazionali.

Il Regolamento delegato (UE) n.244/2012 e le successive Linee guida (Orientamenti della Commissione) del 19 aprile 2012 hanno definito un quadro metodologico per la determinazione dei requisiti energetici ottimali degli edifici, dal punto di vista sia tecnico che economico.

L'applicazione italiana della metodologia proposta dalla Commissione ha consentito di identificare i requisiti minimi di prestazione energetica corrispondenti ai livelli di costo ottimali, per edifici nuovi e per edifici esistenti sottoposti a ristrutturazioni edili e impiantistiche, importanti e non.

Nella relazione "Metodologia di calcolo dei livelli ottimali in funzione dei costi per i requisiti minimi di prestazione energetica (Direttiva 2010/31/UE art. 5)" inviata alla Commissione ad agosto 2013 sono stati forniti i risultati di questi calcoli nonché i confronti con i corrispondenti requisiti. Tali valutazioni sono poi state aggiornate nel 2018 con una nuova relazione trasmessa dall'Italia alla Commissione europea.

Dall'analisi dei risultati ottenuti si possono ricavare delle considerazioni generali riguardanti principalmente l'involucro edilizio, gli impianti tecnici e i costi delle configurazioni ottimali.

Gli interventi di maggior entità sull'involucro edilizio (es. isolamento a cappotto, sostituzione serramenti) risultano ottimali soltanto per i nuovi edifici e solo in pochi casi per quelli esistenti, generalmente riferibili all'epoca di costruzione 1946-1976.

Negli altri casi, il costo elevato dovuto principalmente alle opere civili connesse con la realizzazione, ha favorito altri interventi (impianti), oppure solo quelli sui componenti orizzontali.

L'introduzione dell'ipotesi di non intervento sull'involucro edilizio (Livello 1 per gli edifici esistenti) determina inoltre valori di trasmittanza sensibilmente meno stringenti per gli edifici esistenti, abbattendo in molti casi il costo totale degli interventi rispetto a quello dei nuovi edifici della stessa tipologia.

Tabella 52 - Confronto trasmittanze

Destinazione d'uso	Epoca di costruzione	Zona climatica	Uwall (W/m2k)	Uroof (W/m2k)	Ufloor (W/m2k)	Uw (W/m2k)
Residenziale	Nuovo	Milano (E)	0,27	0,18	0,17	3,27
		Palermo (B)	1,50	0,28	0,29	3,20
	Esistente	Milano (E)	0,40	0,23	0,32	3,28
		Palermo (B)	0,80	0,31	0,49	3,95
Edificio a uso ufficio	Nuovo	Milano (E)	0,36	0,30	0,30	1,10
		Palermo (B)	1,50	0,46	0,56	5,00
	Esistente	Milano (E)	0,17	0,32	0,29	2,90
		Palermo (B)	1,04	1,03	0,30	4,45
Edificio a uso scolastico	Esistente	Milano (E)	0,80	0,20	0,29	3,70
		Palermo (B)	0,35	0,26	0,42	3,80

L'utilizzo integrale di pompa di calore per climatizzazione (H+C) e ACS (full electric building) è risultato ottimale solo per edifici di nuova costruzione, del tipo monofamiliare e uffici. Negli altri casi la soluzione di impianto selezionata risulta sempre basata sull'integrazione di pompa di calore, caldaia a gas (condensazione e tre stelle) e multisplit.

L'installazione di moduli fotovoltaici, presente sempre tra gli interventi individuati su tutte le tipologie edilizie, (con potenza installate comprese tra le 20-26 W/m^2), ha consentito di raggiungere, per gli edifici residenziali coperture del 50%-70% sugli edifici nuovi, e del 10%-30% per gli esistenti. Più contenuto il livello di copertura raggiunto per gli uffici, compreso tra il 40-50% per i nuovi edifici e il 15% -20% per quelli esistenti.

È importante sottolineare che, per l'applicazione del fotovoltaico sui vari edifici di riferimento considerati, è stata sempre ipotizzata una disponibilità di spazi e orientamento ottimale, senza considerare possibili vincoli o ostruzioni spesso presenti nei casi reali.

L'edificio scolastico, caratterizzato da un profilo di utilizzo sensibilmente differente rispetto alle altre tipologie, è l'unico in cui, per l'assenza di climatizzazione estiva, non è previsto l'utilizzo di pompa di calore. L'impianto per riscaldamento e ACS è infatti costituito integralmente dalla sola caldaia a condensazione. Per questa tipologia di edificio la copertura da rinnovabili, mediante il fotovoltaico, risulta più bassa (circa il 20% del totale) e riguarda all'incirca la metà del fabbisogno energetico per l'illuminazione.

I costi relativi alle soluzioni ottimali individuate variano maggiormente tra edifici nuovi ed esistenti, mentre sono meno rilevanti le differenze dovute alla diversa fascia climatica considerata.

La tabella che segue riassume i costi e l'energia primaria media per tipologia di edificio ed epoca di costruzione (nuovo ed esistente).

Tabella 53 - Confronto costi

Destinazione d'uso	Epoca di costruzione	Zona climatica	Costi €/m^2	EP kWh/m^2
Residenziale	Nuovo	Milano (E)	452	92
		Palermo (B)	386	102
	Esistente	Milano (E)	555	100
		Palermo (B)	443	78
Edificio a uso ufficio	Nuovo	Milano (E)	514	90
		Palermo (B)	468	112
	Esistente	Milano (E)	418	107
		Palermo (B)	383	107
Edificio a uso scolastico	Esistente	Milano (E)	330	115
		Palermo (B)	190	56

4.4 Dimensione della sicurezza energetica

i. Stato attuale di mix energetico, risorse energetiche interne e dipendenza dalle importazioni, compresi i rischi pertinenti

Nel 2016 la produzione nazionale di fonti energetiche è diminuita complessivamente del 6,5% rispetto al 2015, passando da 36,1 a 33,8 Mtep (dati Eurostat). Disaggregando per fonte i dati relativi alla produzione si evidenzia un azzeramento della produzione di solidi, una riduzione del 30% della fonte petrolifera e del 15% del gas naturale a fronte di una crescita delle rinnovabili dell'1,2%. Si osserva un lieve incremento, tra il 2015 e il 2016, delle importazioni nette complessive di energia; in particolare, aumentano le importazioni di gas naturale (+6,6%), mentre diminuiscono quelle relative ai combustibili solidi (-13%), all'energia elettrica (-20%) e ai prodotti petroliferi (-1%).

Tabella 54- Risorse energetiche interne, dati storici 2015-2016 (ktep)

	2015	2016
Produzione nazionale	**36.134**	**33.797**
Solidi	51	-
Petrolio greggio	5.824	4.056
Gas naturale	5.545	4.738
Rinnovabili*	24.713	25.004

*Inclusa quota rifiuti non rinnovabili

Tabella 55 - Importazioni nette, dati storici 2015-2016 (ktep)

	2015	2016
Importazioni nette	**119.138**	**121.707**
Solidi	12.324	10.712
Greggio e prodotti petroliferi	52.831	52.316
Gas naturale	49.996	53.294
Energia elettrica	3.988	3.184
Rinnovabili*	2.702	2.200

*Inclusa quota rifiuti non rinnovabili

L'indicatore del grado di dipendenza del Paese dall'import di commodity dall'estero cresce lievemente (dal 77,1% rilevato nel 2015 al 77,7%[38] del 2016), pur rimanendo al di sotto dei valori superiori all'80% registrati nel passato. La progressiva incidenza delle FER e la riduzione dell'intensità energetica hanno contribuito, negli ultimi anni, alla riduzione della dipendenza del nostro Paese dalle fonti di approvvigionamento estere: nel 2016, ad esempio, la quota di fabbisogno energetico nazionale soddisfatta da importazioni nette, pur elevata, è inferiore di circa 5 punti percentuali rispetto al 2010.

ii. Proiezioni di sviluppo con politiche e misure vigenti almeno fino al 2040 (anche per il 2030)

Nelle tabelle seguenti sono riportate le proiezioni della produzione di risorse energetiche interne e della dipendenza dalle importazioni nel periodo 2020-2040 a politiche attuali: come si nota, la

[38] Si ricorda che la dipendenza energetica è calcolata come rapporto tra le importazioni nette e la somma del consumo interno lordo e i bunkeraggi marittimi.

dipendenza energetica si riduce significativamente, passando dall'attuale 77,7% al 75,4% nel 2030 e al 74,6% nel 2040.

Tabella 56 - Risorse energetiche interne, proiezioni 2020-2040 Scenario Base (ktep)

	2020	2025	2030	2040
Produzione nazionale	**37.615**	**38.409**	**33.714**	**36.549**
Solidi	50	-	-	-
Petrolio greggio	7.005	6.365	4.589	2.440
Gas naturale	4.750	4.340	2.445	1.010
Rinnovabili*	25.810	27.704	26.680	33.099

*Inclusa quota rifiuti non rinnovabili

Tabella 57 - Importazioni nette, proiezioni 2020-2040 Scenario Base (ktep)

	2020	2025	2030	2040
Importazioni nette	**113.816**	**109.993**	**109.443**	**108.355**
Solidi	11.590	8.753	8.390	7.460
Greggio e prodotti petroliferi	46.026	44.100	43.912	41.946
Gas naturale	51. 088	52.550	53.384	55.406
Energia elettrica	3.162	2.810	2.667	2.653
Rinnovabili*	1.950	1.780	1.090	890

*Inclusa quota rifiuti non rinnovabili

Tabella 58 - Dipendenza energetica, proiezioni 2020-2040 Scenario Base

	2020	2025	2030	2040
Dipendenza energetica	**75,2%**	**74,2%**	**75,4%**	**74,6%**

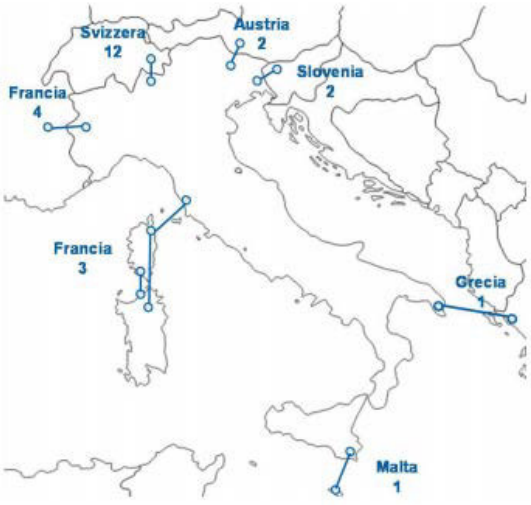
4.5 Dimensione del mercato interno dell'energia

4.5.1 Interconnettività elettrica

i. Stato attuale di livello di interconnessione e principali interconnettori[39]

Allo stato attuale la capacità di interconnessione è localizzata principalmente sulla frontiera nord del Paese (4 linee con la Francia, 12 con la Svizzera, 2 con l'Austria, 2 con la Slovenia). Il totale sulla frontiera nord è di 7 terne a 380 kV, 9 terne a 220 kV, 3 terne a 150/132 kV. Sono presenti inoltre un collegamento in corrente continua con la Grecia e uno che collega la Sardegna e la penisola con la Corsica (SACOI2). La Sardegna è collegata alla Corsica anche tramite un cavo in corrente alternata. Un cavo in doppia terna a 220 kV collega la Sicilia con Malta.

Figura 54 - Mappa delle interconnessioni esistenti [Fonte: Terna - Piano di Sviluppo 2018]



Il valore complessivo della capacità di scambio sulla frontiera nord per l'anno 2017 è compreso fra 6.300 MW e 8.435 MW in import e fra 3.010 MW e 3.895 MW in export.

[39] *Con riferimento ai prospetti delle infrastrutture di trasmissione esistenti dei gestori del sistema di trasmissione (TSO)*

Tabella 59 - Consistenza delle linee di interconnessione con l'estero

Stazione Italia	Stazione Estero	Tensione (kV)
Camporosso	Trinité Victor (FR)	220
Venaus	Villarodin (FR)	380
Rondissone	Albertville (FR)	380
Rondissone	Albertville (FR)	380
Pallanzeno	Serra (CH)	220
Ponte	derivaz. All'Acqua (CH)	220
Valpelline	Riddes (CH)	220
Avise	Riddes (CH)	220
Bulciago	Soazza (CH)	380
Musignano	Lavorgo (CH)	380
Cagno (*)	Mendrisio (CH)	380
Mese	Gorduno (CH)	220
Gorlago	Robbia (CH)	380
S. Fiorano	Robbia (CH)	380
Tirano (*)	Campocologno (CH)	150
Villa di Tirano	Campocologno (CH)	132
Soverzene	Lienz (AT)	220
Tarvisio (*)	Greuth (AT)	132
Redipuglia	Divaccia (SI)	380
Padriciano	Divaccia (SI)	220
Galatina	Arachthos (GR)	400 DC
Codrongianos/Suvereto	Lucciana (Corsica)	200 DC
S. Teresa di Gallura	Bonifacio (Corsica)	150
Ragusa	Maghtab (Malta)	220

(*) Merchant Line

Tabella 60 - Capacità di interconnessione [elaborazioni dati Terna]

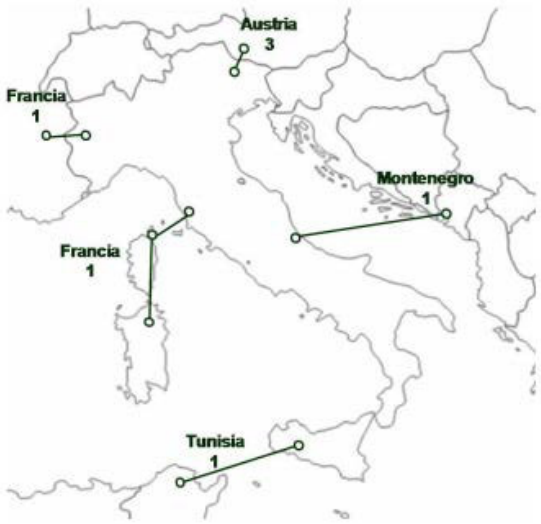
Periodo	Frontiera	Inverno [MW]		Estate [MW]	
		Peak	Off Peak	Peak	Off Peak
			Import		
Lunedì - Sabato	Francia	3150	2995	2700	2470
	Svizzera	4240	3710	3420	3100
	Austria	315	295	270	255
	Slovenia	730	620	515	475
	Totale frontiera nord	**8435**	**7620**	**6905**	**6300**
	Grecia	500	500	500	500
	Malta	200	200	200	200
Domenica	Francia	2995	2995	2470	2470
	Svizzera	3710	3710	3100	3100
	Austria	295	295	255	255
	Slovenia	620	620	475	475
	Totale frontiera nord	**7620**	**7620**	**6300**	**6300**
	Grecia	500	500	500	500
	Malta	200	200	200	200
			Export		
Lunedì - Sabato	Francia	995	1160	870	1055
	Svizzera	1810	1910	1440	1660
	Austria	100	145	80	100
	Slovenia	660	680	620	645
	Totale frontiera nord	**3565**	**3895**	**3010**	**3460**
	Grecia	500	500	500	500
	Malta	200	200	200	200
Domenica	Francia	1160	1160	1055	1055
	Svizzera	1910	1910	1660	1660
	Austria	145	145	100	100
	Slovenia	680	680	654	645
	Totale frontiera nord	**3895**	**3895**	**3460**	**3460**
	Grecia	500	500	500	500
	Malta	200	200	200	200

ii. Proiezioni delle esigenze di ampliamento dell'interconnettore (anche per il 2030)[40]

I progetti di interconnessione in realizzazione sono i collegamenti Italia-Francia e Italia-Montenegro (primo polo), che entreranno in esercizio entro il 2020 contribuendo al raggiungimento del target del 10% al 2020.

Oltre a un nuovo progetto in avanzata fase autorizzativa con l'Austria, sono in fase di progettazione il completo rifacimento del collegamento Sardegna-Corsica-Italia continentale in sostituzione del SACOI 2 e il collegamento sottomarino Italia-Tunisia.

Figura 55 - Progetti di interconnessione pianificati da Terna [Fonte: Terna - Piano di Sviluppo 2018]



Occorre inoltre considerare gli interconnector (ex Legge 99/2009) in fase autorizzativa con Svizzera, Slovenia e Austria. A questi si affiancano le merchant lines a iniziativa di soggetti privati (reg./14/2009) e dei quali Terna deve tener conto, al fine di non sovrastimare le interconnessioni e di non gravare eccessivamente sul territorio. A fronte delle autorizzazioni concesse, tuttavia, sono poche le merchant realizzate, finendo ciò per rappresentare un fattore di incertezza. Fra questi, comunque, sono presenti collegamenti che aprirebbero nuove frontiere (con la Croazia e con l'Albania) o spingerebbero più a Nord, verso il Lazio, il collegamento con la Tunisia.

Si riporta di seguito l'elenco dei progetti per lo sviluppo dell'interconnessione con l'estero, individuati da Terna nel Piano di Sviluppo 2017.

In fase di realizzazione:

- collegamento HVDC Italia-Francia (Piossasco - Grand'Ile): cavo terrestre ad altissima tensione in corrente continua (HVDC), di potenza nominale 2x600 MW, tra le due stazioni elettriche di Piossasco (Piemonte) e Grand'Ile (Savoia);
- collegamento HVDC Italia-Montenegro (Villanova - Tivat): due linee di polo a ±500 kVcc realizzate parte in cavo terrestre e in parte in cavo marino la cui capacità di trasporto sarà pari a 2X600 MW, tra le due Stazioni di Conversione a Cepagatti (Abruzzo) e Kotor (Montenegro);
- collegamento 132 kV Prati di Vizze/Brennero (IT) - Steinach (AT), in sinergia con il Distributore locale.

In fase di progettazione:

[40] *Con riferimento ai piani nazionali di sviluppo della rete e ai piani di investimento regionale dei TSO*

- elettrodotto 400 kV Interconnessione Italia - Austria, in due fasi: i) rimozione delle limitazioni sull'attuale collegamento 220 kV tra Italia e Austria; ii) nuovo collegamento 400 kV;
- collegamento Italia - Francia, SACOI 3 "Sardegna-Corsica-Italia Continentale": sostituzione dell'attuale SACOI 2, ormai giunto al termine della sua vita utile;
- collegamento Italia - Tunisia, opera di rilevanza strategica per il sistema elettrico di trasmissione del bacino mediterraneo che fornirà uno strumento addizionale per ottimizzare l'uso delle risorse energetiche tra Europa e nord Africa.

Ex Legge 99/2009:

- interconnessione HVDC Piossasco - Grand'Ile (in sinergia con il collegamento pubblico già citato);
- interconnessione HVDC Italia - Montenegro (quota parte della capacità del collegamento pubblico già citato);
- interconnessione 400 kV Airolo (CH) - Pallanzeno (IT) (connesso al progetto HVDC Pallanzeno-Baggio);
- interconnessione 220 kV Nauders (AT) - Glorenza (IT);
- interconnessione HVDC Salgareda (IT) - Divaca/Bericevo (SI).

Figura 56 - Progetti di interconnessione ex Legge 99/2009 pianificati e sviluppati da Terna [Fonte: Terna - Piano di Sviluppo 2018]

4.5.2 Infrastruttura di trasmissione dell'energia

i. Caratteristiche principali delle attuali infrastrutture di trasmissione per l'energia elettrica

La rete di trasmissione nazionale al 30 giugno 2017 ha una estensione di rete di oltre 66.000 km di linee e cavi e di 861 stazioni (fonte Piano di sviluppo 2018). La rete è caratterizzata da uno sviluppo prevalentemente longitudinale. La struttura in zone, i corrispondenti limiti di transito e il dettaglio delle linee di connessione fra zone sono riportati nelle figure seguenti.

Le principali criticità relative ai rischi di sovraccarico della rete si riscontrano nel nord-ovest, lungo le direttrici che trasportano l'energia importata dalla Svizzera e dalla Francia e la produzione da idroelettrico verso i centri di consumo, in Liguria e in Lombardia (Milano).

Nel nord-est si rilevano forti sovraccarichi benché l'entrata in esercizio del nuovo elettrodotto Udine ovest -Redipuglia dovrebbe contribuire significativamente alla riduzione delle limitazioni di trasporto.

Il centro Italia è caratterizzato da carenze strutturali soprattutto sul versante adriatico, impegnato costantemente dal trasporto sud-centro. I transiti sono aumentati negli anni più recenti a causa dell'entrata in servizio nel sud di nuova capacità produttiva più efficiente da fonte convenzionale e rinnovabile e sono destinati ad aumentare in vista di una nuova generazione da fonti rinnovabili.

La concentrazione di produzione da fonti rinnovabili nelle aree di Avellino, Foggia e Benevento e da fonti convenzionali in Puglia e Calabria determina elevati transiti in direzione sud centro – sud, soprattutto sulla dorsale adriatica e lungo le linee di altissima tensione che dalla Calabria si diramano verso nord.

Altre aree critiche sono la Sardegna, per le difficoltà di trasporto rilevate sulla rete 150 kV nell'area nord - orientale dell'isola (Gallura) e per la carenza di impianti capaci di fornire servizi di flessibilità, e la Sicilia, con ridotte potenzialità in termini di capacità di trasporto tra l'area orientale e quella occidentale e con difficoltà in merito alla possibilità di sfruttare al meglio i tre collegamenti sottomarini con la Calabria.

Figura 57: Valori dei limiti di transito fra le zone di mercato, caso invernale [Fonte: Terna, Valori dei limiti di transito fra le zone di mercato, rev. 24, dicembre 2018]

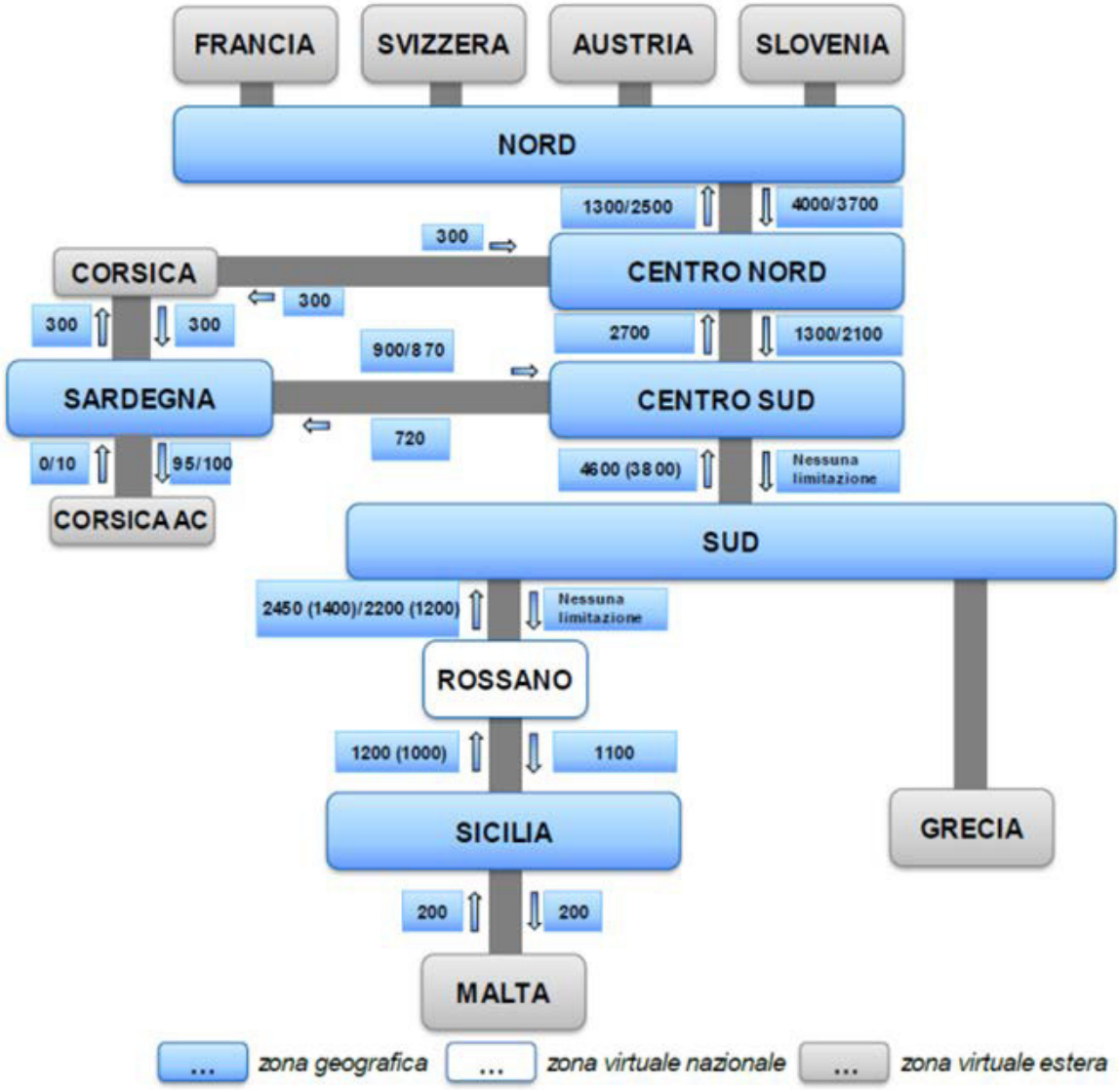
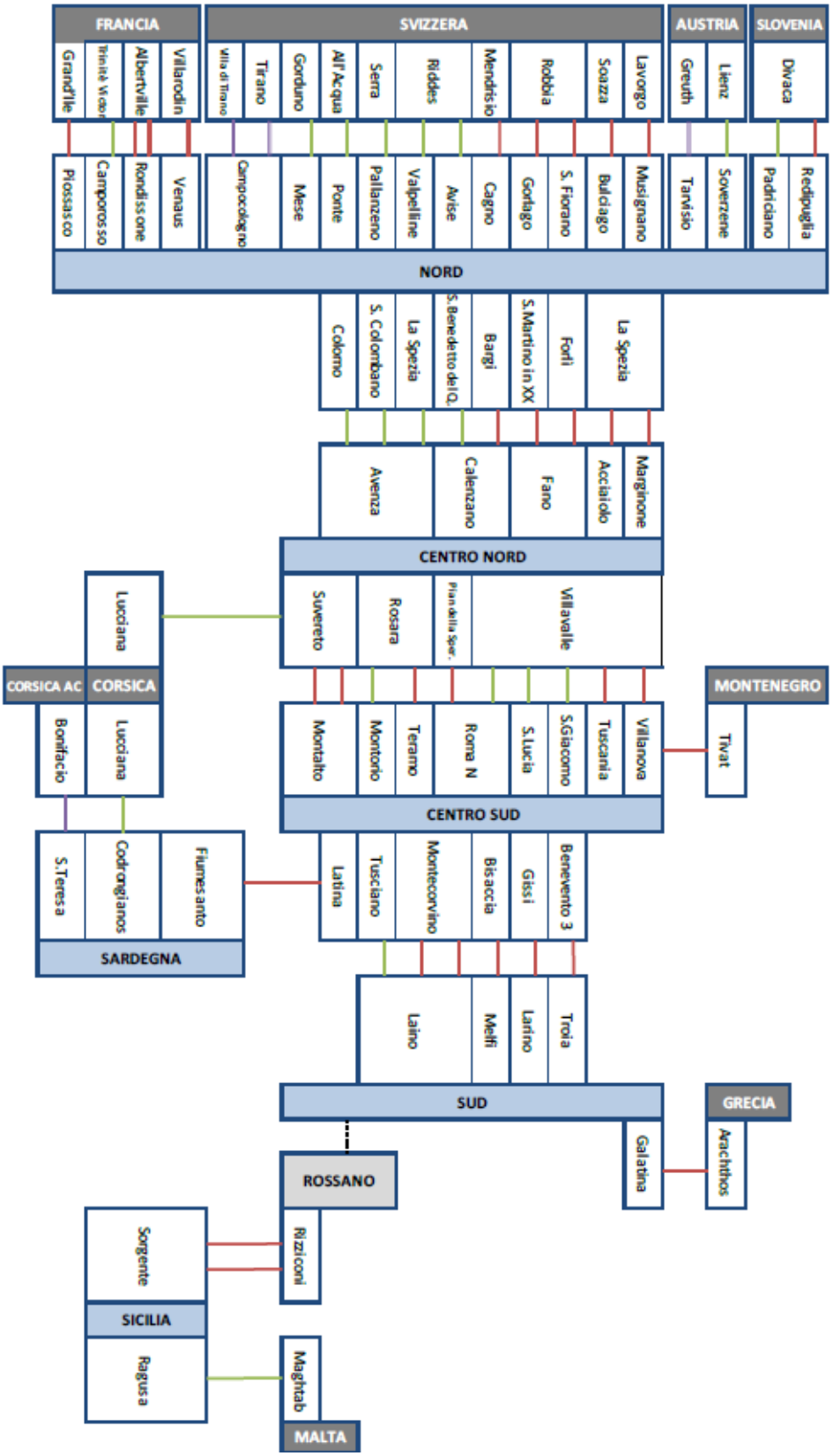


Figura 58: Schema delle linee di connessione fra zone [Fonte: Terna, Individuazione zone della rete rilevante, Allegato A.24 al codice di rete, rev. 10, dicembre 2018]



Per quanto riguarda la rete di distribuzione dell'energia elettrica, al dicembre 2016 risultavano 391mila km di rete a media tensione (MT) e 865 mila km di rete a bassa tensione (BT), eserciti da 154 concessionari, per alimentare oltre 29 milioni di utenze domestiche e 7,4 milioni di utenze non domestiche per un totale distribuito di 264mila GWh (fonte ARERA, Indagine annuale sui settori regolati).

Nello stesso anno, erano connessi alle reti di distribuzione 743mila impianti, di cui 731mila FV, per un totale di 30,6 GW e una produzione lorda di 62,9 TWh, di cui 78,2% FER, e una quota di autoconsumo medio pari a 22,4% (fonte ARERA).

Per quanto riguarda la rete di trasporto del gas naturale, nel 2017 in Italia risultavano in funzione rispettivamente 9,6 mila km di rete nazionale e 22,9 mila km di rete regionale. La distribuzione di gas naturale avviene per mezzo di 261 mila km di rete, il 57,5% in bassa pressione, il 41,8% in media pressione e lo 0,67% in alta pressione, di cui il 21% di proprietà di Comuni. I clienti serviti ammontavano a circa 21,7 milioni di utenze per uso domestico, 219 mila condomìni, 87mila per attività di servizio pubblico e, infine, 1,5 milioni per altri usi, per un consumo totale di 31,8 mld di m^3. Il consumo totale netto, inclusa la generazione termoelettrica, è stato di 75,2 mld m^3 (fonte ARERA - Indagine annuale sui settori regolati).

ii. Proiezioni delle esigenze di ampliamento della rete almeno fino al 2040 (anche per il 2030)[41]

Il Piano di Sviluppo 2017 di Terna identifica alcuni interventi di sviluppo che qualifica come prioritari, di cui fanno parte due collegamenti con l'estero (HVDC Grand'Ile-Piossasco e Italia-Montenegro). I collegamenti interni sono individuati in base alle seguenti esigenze principali:

- riduzione delle congestioni tra zone di mercato;
- riduzione delle congestioni intrazonali e vincoli capacità produttiva;
- incremento della sicurezza e affidabilità nelle aree metropolitane;
- incremento della qualità e sicurezza.

Di seguito si riporta il dettaglio degli interventi, raggruppati per motivazione.

Riduzione congestioni tra zone di mercato

- elettrodotto 400 kV "Calenzano - Colunga" per l'incremento dei limiti di scambio sulla sezione nord - centro nord;
- elettrodotti a 400 kV "Foggia - Villanova" e "Deliceto - Bisaccia" per l'incremento dei limiti di scambio in direzione sud - centro sud e per favorire la produzione degli impianti da fonti rinnovabili al sud;
- elettrodotto 400 kV "Montecorvino - Avellino - Benevento" per l'incremento dei limiti di scambio sulla sezione sud - centro sud e per ridurre i vincoli del polo di produzione di Rossano, oltre che per favorire la produzione degli impianti da fonti rinnovabili;
- riassetto rete nord Calabria che contribuisce insieme alla trasversale Calabra (elettrodotto 400 kV Feroleto - Maida), completata nel dicembre 2013, alla riduzione dei vincoli per il polo di produzione di Rossano e per la produzione da fonti rinnovabili in Calabria.

Riduzione congestioni intrazonali e vincoli capacità produttiva

- elettrodotto 400 kV tra Milano e Brescia funzionale a ridurre le congestioni sulla sezione tra l'area nord - ovest e nord - est del Paese;

[41] *Con riferimento ai piani nazionali di sviluppo della rete e ai piani di investimento regionale dei TSO*

- elettrodotto 400 kV "Udine - Redipuglia" per la riduzione dei vincoli sulla sezione di rete a valle del nodo di Redipuglia, che attualmente limita gli scambi con la frontiera slovena e condiziona l'utilizzo delle risorse di produzione locale;
- razionalizzazione rete media Valle del Piave al fine di ridurre le congestioni e favorire la produzione da fonti rinnovabili;
- elettrodotti 400 kV "Paternò - Pantano - Priolo" e "Chiaramonte Gulfi - Ciminna" per una maggiore fungibilità delle risorse in Sicilia e tra questa e il Continente, anche al fine di incrementare la sicurezza di esercizio e favorire la produzione da fonti rinnovabili;
- elettrodotto 150 kV SE S. Teresa - Buddusò al fine di ridurre le congestioni e incrementare la sicurezza e la qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica.

Incremento della sicurezza e affidabilità nelle aree metropolitane

- razionalizzazione reti AAT e AT Torino, Milano, Genova, Firenze, Roma, Napoli e Palermo, per riduzione delle congestioni che condizionano la sicurezza e affidabilità di esercizio delle reti primarie che alimentano aree ad alta concentrazione di utenza.

Incremento della qualità e sicurezza

- elettrodotto 132 kV "Elba-Continente" e Interconnessione 150 kV delle Isole campane, funzionali a garantire adeguati livelli di sicurezza, continuità ed efficienza del servizio locale;
- riassetto della rete a 150 kV nella Penisola sorrentina, per la qualità e continuità del servizio di alimentazione della locale rete AT, caratterizzata da elevata densità di carico.

Tabella 61 - Valori di scambio secondo il Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2018 di ENTSO-E

	ENTSO-E TYNDP 2018	**Transfer capacity increase (NTC) 2020**		**Transfer capacity increase (NTC) 2027**	
	Border	**=>**	**<=**	**=>**	**<=**
Inter-Nazionali	FR-ITn	4350	2160	4350	2160
	CH-ITn	4240	1910	6000	3700
	AT-ITn	405	235	1050	850
	ITn-SI	680	730	1640	1895
	ITcs-ME	600	600	1200	1200
	GR-ITs	500	500	500	500
	ITsic-MT	200	200	200	200
	ITsic-TN	0	0	600	600
Corsica	FRc-ITCO	50	150	150	200
	ITcn-ITCO	300	300	400	400
	ITsar-ITCO	350	300	500	450
Intra-Nazionali	ITcn-ITcs	1400	2600	1750	3200
	ITcn-ITn	1550	3750	2100	4100
	ITcs-ITs	9999	4500	9999	5700
	ITcs-ITsar	700	900	700	900
	ITsic-ITsar	0	0	0	0
	ITs-ITsic	1100	1200	1100	1200

4.5.3 Mercati dell'energia elettrica e del gas, prezzi dell'energia

i. Situazione attuale dei mercati dell'energia elettrica e del gas, compresi i prezzi dell'energia

Situazione attuale dei mercati dell'energia elettrica

Mercati all'ingrosso

In Italia, il Gestore dei Mercati Energetici (GME) è il soggetto che, ai sensi del D.Lgs. 79/1999, ha il compito di organizzare e gestire i mercati dell'energia, ripartiti tra Mercato a pronti dell'energia (MPE) - a sua volta articolato nel Mercato del giorno prima (MGP), nel Mercato infragiornaliero (MI) - e Mercato a termine dell'energia elettrica con obbligo di consegna fisica dell'energia. Il GME è altresì il soggetto individuato come Nominated Electricity Market Operator (NEMO) ai sensi del Regolamento della Commissione 2015/1222 (c.d. CACM Regulation).

Il GME è altresì coinvolto - insieme ad ARERA, Terna e MiSE - nell'ambito del progetto WB6 Western Balcan 6) 8 finalizzato a promuovere l'avvio di un coupling regionale nell'area balcanica sulla base dell'esperienza maturata in Italia nell'organizzazione e nella gestione dei mercati nazionali e del mercato integrato dell'energia elettrica.

Il Mercato del giorno prima (MGP) ha per oggetto la contrattazione di energia con riferimento alle 24 ore del giorno di consegna; essa viene gestita mediante aste orarie a prezzo di equilibrio (system marginal price) e le offerte possono essere effettuate a partire dal nono giorno antecedente il giorno di consegna. L'MGP è un mercato zonale: il territorio è suddiviso in zone che rappresentano porzioni della rete di trasmissione con capacità di scambio limitata fra di esse. Se i flussi superano il limite massimo di transito consentito dalle interconnessioni interzonali, il prezzo viene ricalcolato in ogni zona come se ciascuna fosse un mercato separato rispetto alle altre (market splitting). Mentre le offerte in vendita sono valorizzate in ogni ora al prezzo zonale rilevante, le offerte in acquisto sono valorizzate in ciascuna ora a un Prezzo unico nazionale (PUN) di acquisto, definito come media dei prezzi zonali ponderati per il valore degli acquisti zonali, al netto degli acquisti dei pompaggi e delle zone estere. In questo mercato il GME agisce da controparte centrale per gli operatori.

A febbraio 2015 è stato avviato il Multi Regional Coupling (MRC) sulla frontiera nord con Francia, Austria e Slovenia anticipando l'attuazione di quanto previsto dal Regolamento della Commissione UE 2015/1222 del 24 luglio 2015.

Come l'MGP, anche l'MI è un mercato zonale. A partire da gennaio 2011 tale mercato si articola in diverse sessioni (discrete20) con orari di chiusura progressiva; l'MI si compone di sette sessioni (MI1, MI2, MI3, MI4, MI5, MI6, MI7), strutturate ad asta con prezzo di equilibrio dove, a differenza dell'MGP, sia le offerte in vendita sia quelle in acquisto vengono valorizzate al prezzo zonale; anche in questo mercato il GME agisce da controparte centrale per gli operatori. A partire da giugno 2016, inoltre, le sessioni MI2 e MI6 sono gestite in coordinamento con le due corrispondenti sessioni di Mercato infragiornaliero della Slovenia, nell'ambito del progetto intraday market coupling, che ha consentito di efficientare l'allocazione della capacità transfrontaliera sul confine sloveno, mediante il passaggio da aste di allocazione esplicita ad allocazione implicita nell'ambito di tali sessioni del Mercato infragiornaliero gestite dal GME.

Il Mercato per i servizi di dispacciamento (MSD) ha per oggetto l'approvvigionamento, da parte di Terna, delle risorse necessarie alla gestione in sicurezza del sistema attraverso la risoluzione delle congestioni intrazonali, la costituzione di capacità di riserva e il bilanciamento in tempo reale; diversamente dagli altri mercati, è Terna, nell'ambito di un modello di dispacciamento centralizzato, che in questo caso agisce da controparte centrale degli operatori abilitati. L'MSD si articola in una fase di programmazione (MSD ex ante) e nel Mercato del bilanciamento (MSD ex post o MB). L'MSD ex ante e l'MB si svolgono in più sessioni, secondo quanto previsto nella

disciplina del dispacciamento. L'MSD ex ante, in particolare, si articola in sei sottofasi di programmazione (MSD1, MSD2, MSD3, MSD4, MSD5, MSD6) che si svolgono in concomitanza con le sessioni dell'MI a valle della pubblicazione degli esiti nell'MGP (12:55 del giorno antecedente quello di consegna), mentre l'MB è organizzato in sei sessioni nelle quali Terna seleziona offerte riferite a gruppi di ore del medesimo giorno in cui si svolge la relativa sessione24. Gli operatori presentano le proprie offerte sull'MSD1, che Terna può accettare in tutto l'MSD ex ante e nella prima sessione dell'MB, e possono successivamente modificarle a partire dalla seconda sessione dell'MB. La modalità di contrattazione nell'MSD è quella di un'asta discriminatoria, ove le offerte accettate vengono valorizzate ciascuna al proprio prezzo di offerta (pay as bid).

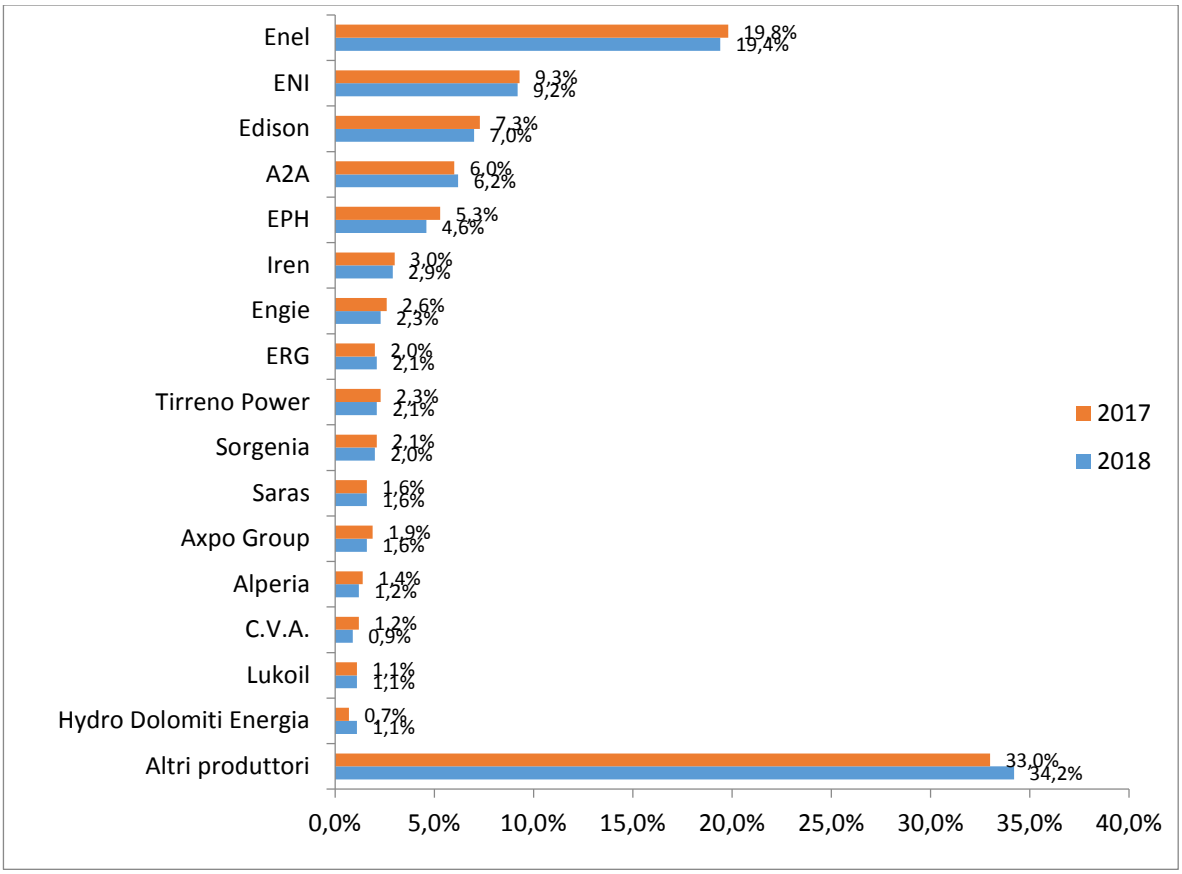
Il MTE consiste nella negoziazione dei contratti a termine con obbligo di consegna e ritiro dell'energia. Le negoziazioni si svolgono in modalità continua e riguardano due tipologie di contratti, baseload e peakload, negoziabili con periodi di consegna mensile (tre prodotti quotati contemporaneamente), trimestrale (quattro prodotti quotati contemporaneamente) e annuale (un prodotto).

Gli operatori possono vendere e acquistare energia non solo attraverso il mercato organizzato del GME, ma anche stipulando contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte. Questi ultimi sono comunque registrati su una specifica piattaforma, la Piattaforma Conti Energia (PCE) che consente ampia flessibilità per gli operatori nell'ottimizzazione del proprio portafoglio di contratti, inclusi quelli bilaterali conclusi su piattaforme di brokeraggio.

Alcuni dati quantitativi di sintesi su generazione e mercati all'ingrosso (anno 2018 - Fonte Relazione annuale ARERA e Relazione annuale GME).

A fronte di una produzione lorda di 290,6 TWh, il contributo dei principali produttori è evidenziato nella figura seguente.

Figura 59: Contributo dei maggiori gruppi alla produzione nazionale lorda: confronto 2017-2018 [Fonte: ARERA]

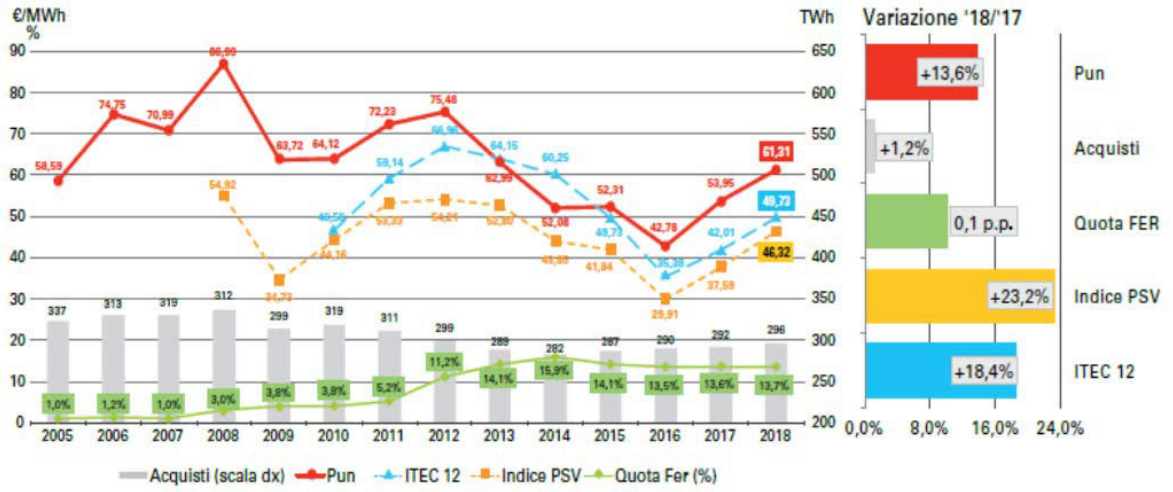


L'indice di Herfindahal - Hirschman (HHI) sulla generazione lorda, pari a 610, risulta in diminuzione rispetto al 2017, quando era pari a 638.

Si conferma il trend positivo degli ultimi anni relativo ai volumi scambiati direttamente in borsa (213 TWh, +1,0%), valore più alto in termini di liquidità registrato dal 2010 e pari al 72% degli scambi totali su MGP (295,6 TWh); 269 gli operatori che risultano iscritti alle piattaforme di negoziazione di energia elettrica gestite dal GME. Nel MTE permangono modesti i volumi negoziati (1,2 TWh).

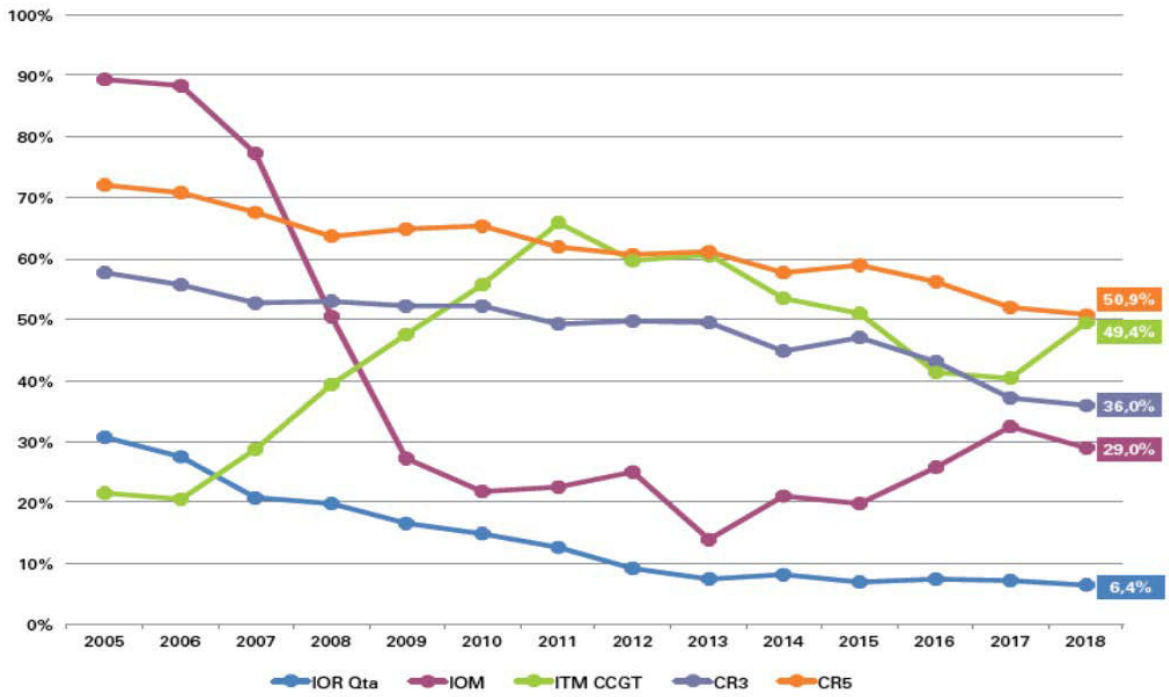
Relativamente al prezzo medio di acquisto dell'energia elettrica, il 2018 si è contraddistinto per una sensibile ripresa (61,31€/MWh), rispetto al 2017 (circa 53 €/MWh). Nella Figura seguente, l'andamento del PUN nel tempo in relazione alle principali determinanti. I dati provvisori per il 2019 mostrano invece una decisa flessione pressochè ai livelli del 2017.

Figura 60: Andamento del PUN e sue determinanti [Fonte: GME]



L'aumento della disponibilità di generazione rinnovabile e delle importazioni (pari 48,1 TWh, con un +9,1% rispetto all'anno precedente) ha un impatto anche sulla concentrazione del mercato, favorendone un generale ulteriore miglioramento come si evince dalla flessione della quota di mercato dei primi operatori (CR3 e CR5) e rappresentato nella figura seguente.

Figura 61: Indicatori di competitività a livello aggregato [Fonte: GME]



Mercato al dettaglio

Per le evidenze sul mercato al dettaglio, si rinvia ai dati contenuti nel report dell'ARERA, di cui al seguente link https://www.arera.it/it/docs/18/596-18.htm.

Nonostante il miglioramento e le misure assunte negli ultimi anni, l'Italia mantiene ancora un gap con gli altri Paesi europei per quanto riguarda il prezzo sia del gas che dell'energia elettrica, con diretto impatto sulla competitività delle aziende e del potere d'acquisto delle famiglie, specie quelle in condizioni di povertà energetica.

Sul gas, a causa dell'insorgere di problemi relativi alla liquidità delle fonti marginali di approvvigionamento del sistema, resta significativo il gap di costo sui mercati all'ingrosso tra PSV e TTF (piattaforma di scambio olandese), che per il 2017 è stato circa pari a 2 €/MWh ma che ora è tornato a circa 4 €/MWh e si riflette sui prezzi finali.

Sull'energia elettrica, il gap di prezzo si riscontra in generale rispetto alla media europea e in particolare rispetto alla Francia. La causa di tale differenza è riconducibile a:

- prezzo del gas (fonte marginale per l'Italia) ancora superiore ai principali hub europei;
- mix energetico fortemente spostato verso impianti a ciclo combinato a gas che, seppure più efficienti, hanno costi variabili più alti rispetto a centrali a carbone e nucleare, presenti invece in modo ancora significativo nei mix energetici europei;
- crescita dei costi per i servizi di rete;
- elevati oneri di sistema, a causa soprattutto degli incentivi alle rinnovabili e ai contributi, in forte crescita nell'ultimo anno, connessi alla promozione dell'efficienza energetica.

ii. Proiezioni di sviluppo con politiche e misure vigenti almeno fino al 2040 (anche per il 2030)

La realizzazione del phase out dal carbone e l'integrazione delle fonti rinnovabili sono realisticamente raggiungibili solo tenendo conto della necessità di interventi di rinforzo sia sulla rete di trasmissione che di distribuzione, in un'ottica quanto più possibile integrata e coordinata.

Per quanto riguarda la rete di trasmissione nazionale già il Piano di sviluppo presentato da Terna nel 2018, elaborato sulla base degli obiettivi della SEN, individua gli interventi prioritari per il raggiungimento degli obiettivi.

In primis l'incremento di produzione da fonti rinnovabili, la cui incidenza è maggiore nelle Regioni meridionali, determinando un aumento dei flussi di potenza da sud verso nord, richiede interventi di rinforzo su questa sezione, cui devono, comunque, accompagnarsi interventi di rinforzo delle sezioni intermedie (sud - centro sud e centro nord - nord).

Tra i nuovi interventi, già previsti nel Piano di sviluppo di Terna, si segnala quindi la cosiddetta dorsale adriatica, un cavo in HVDC tra le sezioni di mercato centro - sud e centro - nord, connesso ai nodi elettrici di Villanova (o Villavalle) e Fano (o Porto Tolle).

L'obiettivo della decarbonizzazione presenta problematiche con riferimento alla gestione in sicurezza della rete sarda. È quindi da valutare un nuovo collegamento con la Sardegna (parte Sud). Una prima ipotesi prospettata dal gestore della rete è quella di due nuovi collegamenti "Continente-Sicilia" - "Sicilia-Sardegna", sui quali, tuttavia, sia il MiSE che ARERA si sono riservati le proprie valutazioni.

Un tema da tenere in considerazione è quello dello sviluppo coordinato delle infrastrutture, come ad esempio quello tra il trasporto dell'energia e il trasporto ferroviario e su strada, al fine di favorire più utilizzi delle stesse infrastrutture, con minore impatto sul territorio.

Da questo punto di vista l'integrazione della rete elettrica di RFI acquisita da Terna consentirà, in prospettiva, di rivedere alcuni interventi già previsti nei precedenti piani, permettendo sia di raggiungere gli obiettivi di sicurezza della rete, sia degli obblighi di interconnessione con le rinnovabili.

4.6 Dimensione della ricerca, dell'innovazione e della competitività

i. Situazione attuale del settore delle tecnologie a bassa emissione di carbonio e, per quanto possibile, relativo posizionamento sul mercato globale (questa analisi dovrà essere effettuata a livello di Unione o globale)

L'Italia, nonostante la presenza di eccellenze, mostra una situazione di R&S nel settore energetico ancora in sofferenza, a causa del livello di priorità relativamente basso attribuito alla ricerca, della frammentazione degli attori coinvolti e della carenza di coordinamento; questo genera una dipendenza tecnologica dall'estero e un crescente deficit commerciale nei prodotti ad alta tecnologia.

Negli ultimi anni si è manifestato un forte indirizzo verso un più esteso ricorso a fonti alternative, anche sulla spinta degli adempimenti in materia ambientale che hanno dato impulso a una nuova domanda tecnologica. I positivi risultati registrati negli ultimi decenni nell'area termo-elettro-meccanica non sembrano attualmente in grado di superare i limiti di una specializzazione debole alla quale si vanno contrapponendo comunque punti di forza a livello europeo ben più solidi. Fra le maggiori criticità si segnala la scarsa presenza nelle tecnologie per l'uso di fonti rinnovabili, a eccezione di alcune punte di eccellenza nel solare CSP, nella geotermia e nelle bioenergie.

La competenza dell'Italia nel quadro delle tecnologie energetiche deve dunque essere valutata in senso prospettico. Inoltre, le politiche sul lato della domanda di tecnologie sono state e sono inadeguatamente correlate con quelle sul versante dell'offerta, come dimostra, ad esempio, il notevole sforzo finanziario per il sostegno alla produzione energetica da fonti rinnovabili, che ha dato luogo a risultati assai parziali quanto a capacità di trainare innovazione e creazione di filiere produttive.

La ricerca italiana sulle tecnologie energetiche, dopo un periodo di forte frammentazione, sta tuttavia negli ultimi anni evolvendo verso un quadro più coordinato di iniziative, favorite anche dall'allineamento alle Azioni-chiave del SET Plan e dalla partecipazione al Programma Horizon 2020 e a Mission Innovation. Il sistema della ricerca italiano ha un buon posizionamento internazionale, dimostrando di essere pronto a cogliere tutti gli spunti più innovativi provenienti a livello internazionale.

L'evoluzione in atto nella ricerca europea può contribuire positivamente al processo di razionalizzazione degli obiettivi della ricerca, valorizzando e finalizzando le varie competenze nazionali operanti nel settore. Il sistema nazionale della ricerca dovrà tuttavia essere in grado di aggiornare rapidamente priorità, indirizzi e valutazioni di competitività nel settore delle tecnologie energetiche e consentire al Paese di contribuire efficacemente alle future scelte che verranno assunte nell'ambito del SET Plan europeo, tutelando altresì la competitività industriale e valorizzando la capacità di produrre innovazione.

Il processo di allineamento delle politiche nazionali di R&S alle priorità definite dal SET Plan è in corso da alcuni anni e il MiSE ha dato il suo contributo con il Fondo per la Ricerca di Sistema elettrico (alimentato dalla componente tariffaria A5), che nell'ambito degli ultimi Piani triennali 2012-2014 e 2015-2017 ha operato un raccordo significativo con il SET Plan, consentendo in particolare a ENEA e RSE (grazie al trasferimento dei risultati della ricerca di interesse generale - finanziata al 100% nell'ambito degli Accordi di Programma) di competere efficacemente nell'ambito sia del 7° Programma Quadro della R&S UE, risultando ai primi posti nella classifica degli organismi di ricerca europei per finanziamenti acquisiti, che di Horizon 2020. È stato di recente approvato il nuovo Piano triennale 2019-2021 che consolida definitivamente e in modo permanente questo raccordo con il SET Plan.

Il MIUR ha dato avvio nel 2016 anche al Piano Nazionale della Ricerca (PNR), che rappresenta lo strumento guida della strategia nazionale della ricerca, con una dotazione di 2,5 mld€ di risorse pubbliche per la ricerca. In particolare il settore energia, viene considerato insieme alla mobilità, un'area tecnologica "a elevatissima competizione innovativa" in cui "individuare selettivamente settori di specializzazione specifica su cui concentrare le risorse". È previsto "un utilizzo intensivo di strumenti di programmazione negoziata, anche attraverso i cluster tecnologici, che consentano di individuare sottosistemi specifici su quali l'esercizio delle politiche per la ricerca e l'innovazione possa contribuire significativamente a promuovere la competitività dell'industria italiana". È previsto infine "un utilizzo particolarmente intenso di strumenti di matching fund e sostegno all'utilizzo di fondi europei competitivi per consentire alle imprese e alle istituzioni di ricerca italiane di intercettare opportunità e competenze consolidate a livello europeo".

È stato avviato anche un nuovo Cluster Tecnologico Nazionale sull'energia (di cui si riferisce in 3.5.i). Esso si basa su una chiamata pubblica di interesse per aggregazioni miste pubblico-privato che intendano interpretare gli obiettivi previsti. Ai Cluster Tecnologici Nazionali viene assegnato l'obiettivo di generare, all'intersezione tra ricerca pubblica e privata, opportunità di sviluppo tecnologico e innovativo per il sistema industriale. Tale obiettivo si misura nella capacità di generare roadmap tecnologiche condivise, opportunità e scenari tecnologici di prospettiva per l'industria italiana e, più in generale, gli strumenti conoscitivi atti a supportare l'elaborazione di politiche informate e l'indirizzo di fondi dedicati alla ricerca industriale.

ii. Livello attuale della spesa pubblica e, ove disponibile, privata, per la ricerca e l'innovazione di tecnologie a bassa emissione di carbonio, numero attuale di brevetti e ricercatori

Le risorse destinate alla ricerca energetica svolta da enti pubblici, da imprese a controllo pubblico e contributi pubblici a progetti dimostrativi, pur mostrando un trend di crescita rispetto agli anni precedenti, sono state nel 2015 in Italia circa 0,5 mld€ rispetto ai 0,8 mld€ della Germania e agli 1,1 mld€ della Francia.

Figura 62 - Risorse destinate alla ricerca e sviluppo (quota %)

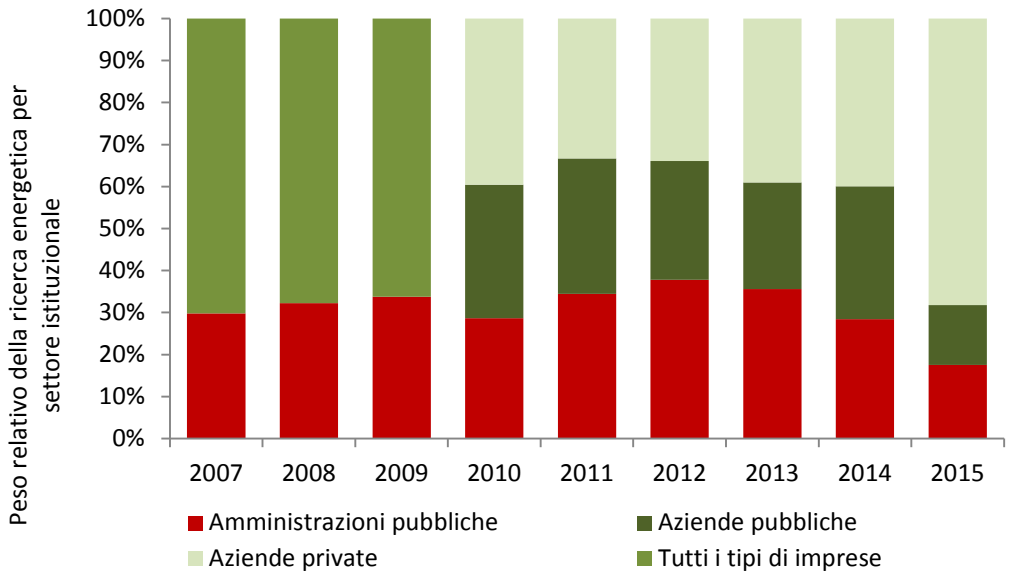
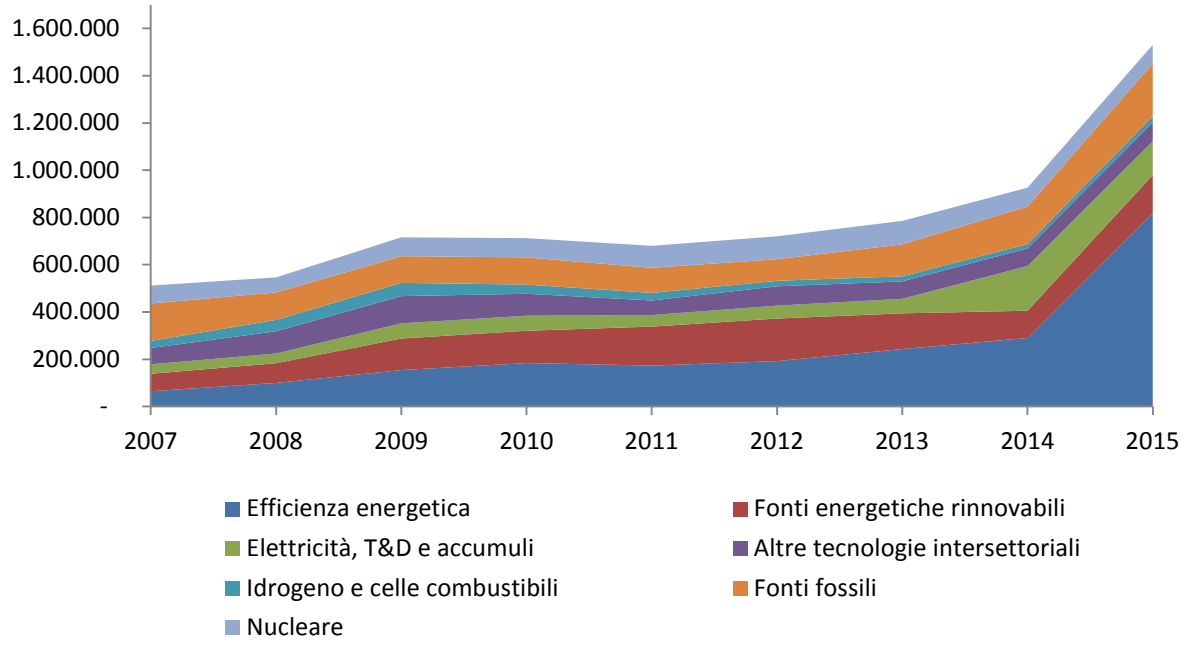


Figura 63 - Andamento delle risorse destinate per ricerca e sviluppo in ambito energetico (€ mila)



Brevetti

Per quanto riguarda la registrazione di brevetti l'Italia non occupa un ruolo di rilievo nel panorama europeo - quantomeno da un punto di vista quantitativo - contribuendo nel 2014 allo 0,7% dei brevetti mondiali in ambito energetico rispetto, ad esempio, al 7,0% della Germania e al 3,0% della Francia; da notare anche che, a fronte di un contributo italiano ai brevetti di tutti i settori praticamente costante (in percentuale) nell'ultimo decennio, l'incidenza dei brevetti energetici italiani sul totale dei brevetti nazionali è calato dal 5% al 3% circa. Dall'Italia proviene inoltre solo lo 0,34% dei brevetti globalmente richiesti in ambito elettrico e lo 0,23% di quelli relativi alla mobilità sostenibile. Va anche sottolineato, tuttavia, che l'Italia non si distingue particolarmente dal resto d'Europa, che certo non brilla per numero di innovazioni proposte, a eccezione della Germania (con oltre 1.700 brevetti elettrici).

Il settore su cui l'Italia è stata nel 2016 relativamente più attiva in ambito elettrico, dal punto di vista innovativo, è l'energy storage (un quinto del totale), ma anche il fotovoltaico e l'eolico che, insieme, attirano il 37% delle innovazioni prodotte nel Paese, provenienti prevalentemente da Lombardia e Lazio. Nella produzione di brevetti riguardanti la mobilità elettrica, nessuno dei Paesi europei eccelle in maniera particolare. A parte la Germania, l'Italia (23 brevetti totali) fa meglio solo rispetto alla Spagna (18) e rimane comunque su livelli comparabili rispetto alla Gran Bretagna (76). L'attività innovativa dell'Italia si concentra soprattutto sull'accumulo di energia, mentre ancora poca attenzione è rivolta a veicoli ibridi e elettrici e stazioni di ricarica. Per quanto riguarda il nostro Paese, guardando al dettaglio regionale, Lazio e Veneto producono la metà dei brevetti complessivi.

Le cose però cambiano se dalla ricerca sulla mobilità si passa alla sostenibilità della mobilità su strada. Qui l'Italia presenta un buon risultato, almeno in termini di grammi a g CO_2/km emessi dalle automobili di nuova immatricolazione, al di sotto della media dell'Unione, preceduti dalla sola Francia. Un risultato ottenuto anche grazie alla storica propensione all'acquisto di auto di minori dimensioni, un tema che dovrà essere tenuto presente nelle future scelte di policy dell'Italia che, comunque, grazie alle ultime norme in materia, potrà utilizzare la leva del biometano.

Start-up

La Lombardia resta il terreno maggiormente fertile per la costituzione di nuove attività imprenditoriali di stampo innovativo (quasi una start-up energetica su quattro è attiva sul suolo lombardo). Anche le start-up energetiche sono numericamente più presenti nelle Regioni settentrionali e nel Lazio, ma è interessante notare che rispetto ad altri settori queste sono mediamente più attive sul fronte brevettuale e su questo Piano non si riscontrano particolari differenze geografiche. La dimensione d'impresa rimane sicuramente il principale elemento di criticità: la stragrande maggioranza delle start-up italiane fattura meno di 500.000 euro - sia nel settore energetico (oltre il 90%) che in altri - e pochi sono i casi in cui la forza lavoro impiegata supera i dieci addetti (circa il 5%). La difficoltà principale sulla via della crescita, oltre a quelli che spesso sono evidenti limiti organizzativi, sta nel trovare capitali.

Il ritardo più evidente che l'Italia sconta in questo momento è la mancanza di un mercato maturo del Venture Capital. Tuttavia, data la crescita costante che questo settore sta conoscendo, comincia a diventare di rilievo l'impatto che queste imprese generano sull'economia nazionale, quantificabile in un valore aggiunto che si può quantificare in circa 3,3 mld€ complessivi, di cui il 15% circa generato nel solo comparto energetico. Ancora marginale resta l'impatto in termini occupazionali, valutabile in circa 60.000 posti di lavoro (oltre la metà nel nord Italia), di cui solo 8.000 nel comparto energia, numero tuttavia destinato a crescere nel prossimo futuro, viste le prospettive e l'attenzione sempre crescente verso questo genere di attività imprenditoriale.

iii. Ripartizione degli attuali elementi del prezzo che costituiscono le tre principali componenti del prezzo (energia, rete, tasse/imposte)

Nel2017 la spesa complessiva sostenuta dal Sistema Italia per il consumo di energia elettrica è stimabile in circa 52,5 mld€, ripartite come segue:

- 40% per servizi di vendita (spesa per approvvigionamento dell'energia sul mercato[42], spesa di commercializzazione e vendita al dettaglio, spesa per l'approvvigionamento dei servizi di dispacciamento);
- 14% per servizi di rete (spesa per il servizio di trasmissione, distribuzione e misura);
- 28% per oneri generali di sistema per un corretto funzionamento e sostenibilità economica e ambientale del sistema Paese (componenti A, componenti UC, componente MCT);
- 18% per imposte (accisa, IVA).

Rispetto al 2016, le voci di maggior incremento sono state quelle di servizi di vendita (+11,6%) e servizi di rete (+2,7%) mentre quelle in sensibile diminuzione sono state gli oneri generali (-11,1%) e accisa (-9,4%). Complessivamente la spesa è aumentata di poco meno dello 0,7% (ma in netta riduzione del 7% circa rispetto agli ultimi 5 anni). Inoltre, va osservato che, in termini assoluti, l'aumento nell'ultimo anno di quasi 2,5 mld€ registrato dalle voci di commercializzazione e vendita, di trasmissione/distribuzione e di gettito IVA è stato compensato dalla riduzione delle voci di oneri generali di sistema e di gettito da accisa. Negli oneri generali la componente che ha pesato maggiormente è la componente A3 (a copertura degli incentivi alle fonti rinnovabili e assimilate), ridotta di quasi 1,8 mld€.

Con riferimento alla voce di servizi di vendita, è risultato un aumento dell'approvvigionamento (+22,4%) e della commercializzazione-vendita al dettaglio (+2,8%), e una diminuzione della spesa a copertura dei costi per la compravendita delle risorse per il servizio di dispacciamento (-17%). In

[42] La stima della spesa per l'acquisto di energia sostenuta dai clienti finali afferenti al mercato libero è effettuata assumendo che tutti gli acquisti passino dalla Borsa Elettrica. Sotto questa ipotesi il volume approvvigionato dal mercato libero sarà la differenza degli acquisti totali sulla Borsa (al netto dei consumi per i pompaggi idroelettrici) meno le quantità approvvigionate dall'Acquirente Unico per i clienti in regime di Maggior Tutela, monetizzato con la media pesata annua del Prezzo Unico Nazionale risultante dal mercato del giorno prima.

particolare, l'approvvigionamento, che rappresenta il 72,5% dei servizi di vendita, ha risentito del sensibile aumento della produzione termoelettrica a costo più elevato per effetto del rialzo di prezzo dei combustibili sui principali mercati (effetto sul PUN con un incremento medio di circa +11,2 euro/MWh). Va osservato che l'aumento della produzione da impianti fossili è servito a soddisfare l'incremento della domanda (+2,1%), tenuto conto sia del contributo derivante dagli scambi con l'estero che di quello della generazione rinnovabile (principalmente da solare fotovoltaico ed eolico). La commercializzazione-vendita, ovvero la rendita della figura dell'intermediario, che rappresenta il 12% delle voci incluse nei servizi di vendita, ha risentito invece di un aumento facilmente riconducibile all'incremento iniziato nell'anno 2016 dei corrispettivi di "commercializzazione e vendita" deciso dall'ARERA per i clienti in regime di Maggior Tutela[43]. Infine, la spesa per la compravendita delle risorse per il servizio di dispacciamento è diminuita grazie soprattutto alla riduzione della raccolta gettito derivante dal corrispettivo uplift (-12,3%) e da quello a copertura dei costi sostenuti per la remunerazione degli impianti rilevanti chiamati per il servizio di essenzialità (-52%). Inoltre, si conferma il peso rilevante della componente uplift (70,3%) sulla spesa per la compravendita delle risorse per il servizio di dispacciamento.

Gli oneri generali raggruppano, per semplicità espositiva, le componenti tariffarie finalizzate alla copertura degli oneri generali di sistema (componenti A) e quelle assimilabili (componenti UC e MCT, in quanto derivano da imposizioni normative). Le componenti di tipo A hanno pesato sull'intero ammontare della voce "oneri generali" per circa il 92%; la sola componente a copertura degli incentivi alle fonti rinnovabili e assimilate (A3) ha pesato per l'85%, una percentuale che si conferma in linea con quella degli anni precedenti.

I servizi di rete fanno riferimento alle componenti tariffarie definite dall'ARERA per la copertura dei costi per il servizio di trasmissione, distribuzione e misura. Il sistema di distribuzione ha pesato per circa il 75,2%; in termini di variazione, invece, su un aumento complessivo di quasi 200 mln€ rispetto al 2016, l'incidenza della distribuzione è stato di circa il 60%. Il montante totale per i servizi di rete non ha mostrato una significativa variazione rispetto agli ultimi anni attestandosi sempre attorno a 7 mld€.

Dividendo il costo complessivo per il livello di consumo nazionale si ottiene una stima del costo unitario dell'energia elettrica per l'intera collettività. In particolare nell'ultimo anno 2017 tale costo unitario è stimabile in 17,39 centesimi di euro per ogni kWh prelevato, circa l'1,4% in meno rispetto al 2016 e circa il 4,7% in meno rispetto al 2012 (in termini di moneta costante 2010[44] la riduzione nel periodo 2012-2017 è di circa 6,7%).

iv. Descrizione delle sovvenzioni per l'energia, ivi inclusi i combustibili fossili

Il Parlamento attribuisce al MATTM il compito di predisporre un "Catalogo dei Sussidi Ambientalmente Dannosi e dei Sussidi Ambientalmente Favorevoli" (come disposto dall'art.68 della Legge del 28 dicembre 2015 n.221, contenente misure per l'economia verde e l'uso efficiente delle risorse). Si tratta di un inventario che permette una ricognizione dei sussidi esistenti in Italia con particolare attenzione al loro impatto sull'ambiente. Come previsto dalla normativa, il termine "sussidio" è stato inteso dal Parlamento nella definizione più ampia, comprendendo, tra gli altri, incentivi diretti, esenzioni, riduzioni e sconti nei tributi, agevolazioni e sussidi impliciti.

Il Catalogo dei sussidi si pone come utile strumento:

[43] La stima della spesa di commercializzazione e vendita al dettaglio sostenuta dai clienti finali afferenti al Mercato Libero è effettuata applicando la componente di commercializzazione e vendita del servizio di Maggior Tutela ai punti di prelievo del mercato libero, essendo comunque tale componente calcolata sulla base dei costi medi sostenuti dalle imprese nel libero mercato.

[44] Il coefficiente di riporto è stato calcolato facendo riferimento all'indice medio annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati (Indice FOI) al netto dei tabacchi in quanto l'indice FOI è utilizzato dall'Istat per la determinazione del coefficiente di rivalutazione monetaria.

- per individuare l'area di intervento per una possibile riforma della fiscalità generale, in applicazione del PPP (il "principio chi inquina paga") che migliori il funzionamento del mercato;
- per individuare misure che contribuiscano a una riforma fiscale ambientale (riduzione della pressione fiscale che grava sul fattore produttivo lavoro e sulle imprese con il contestuale recupero di gettito mediante forme di fiscalità ambientale che colpiscano inquinamento, risorse naturali, consumi e produzioni dannosi per l'ambiente);
- e, soprattutto, per individuare aree di riduzione delle "spese fiscali" in generale.

Complessivamente, dalla ricognizione del MATTM sono emerse 161 misure di sussidi ambientalmente rilevanti in tutti i settori dell'economia nazionale (100 misure sono "spese fiscali" e 61 "sussidi diretti"), per un valore complessivo di 41,3 mld€. In particolare, ai fini del PNIEC sono state individuate 57 misure che hanno un impatto in campo energetico per un totale di 30,6 mld€ nel 2017; di questi 16,9 mld€ sono costituiti da sovvenzioni ai combustibili fossili (45 misure).

Il Governo italiano ha accettato volontariamente di sottoporsi al processo G20 di peer review sui sussidi alle fonti fossili. In effetti, sin dal 2009 il G20 (Summit di Pittsburgh) si è impegnato a "razionalizzare ed eliminare nel medio termine gli inefficienti sussidi ai combustibili fossili che ne incoraggiano lo spreco". I sussidi inefficienti ai combustibili fossili incoraggiano lo spreco, le distorsioni di mercato, impediscono gli investimenti in energia pulita e minano gli sforzi per affrontare i cambiamenti climatici. In assenza di scadenze e metodologia pienamente condivise, a partire dal 2015, il G20 ha avviato un programma volontario di peer review di rapporti nazionali sui sussidi ai combustibili fossili (due Stati ogni anno: uno a economia avanzata e uno emergente).

L'esercizio, che ha coinvolto Cina e Usa nel 2016, Messico e Germania nel 2017, ha impegnato nell'esame nel 2018 l'Italia in parallelo con l'Indonesia; i rapporti sono stati presentati al G20 in Giappone nell'aprile 2019; per il 2019 si sono candidati Argentina e Canada (presidenze nel 2018 rispettivamente di G20 e G7); successivamente altri Paesi potrebbero aggiungersi.

Nelle tabelle che seguono vengono elencati a) i 30 sussidi con impatto ambientale rilevante per il Piano energia e clima che sono stati individuati come quelli da esaminare e valutare prioritariamente in maniera più approfondita, anche con le Amministrazioni e i rappresentanti dei cittadini e delle imprese coinvolti, al fine di individuare eventuali compensazioni (lista prioritaria di approfondimento); b) i 10 sussidi che richiedono ulteriori approfondimenti tecnici (lista secondaria da approfondire tecnicamente); c) i 3 sussidi da riformare a livello comunitario o globale; d) i 12 sussidi all'energia ambientalmente favorevoli. Le stime degli effetti finanziari per il 2016 e 2017 sono pressoché complete e affidabili; per il 2018 sono in corso di elaborazione.

Tabella 62 - elenco delle sovvenzioni/sussidi per l'energia, inclusi i combustibili fossili

N.	Nome	Norma di riferimento	Effetto finanziario (mln€)	
			2016*	2017*
1	Riduzione dell'accisa sulle emulsioni di gasolio o olio combustibile in acqua impiegate come carburanti o combustibili	Art. 21-bis, D.Lgs. 504/1995 (TUA), come modificato da art. 1, co. 634, L. 147/2013	2,20	2,20
2	Esenzione dall'imposta di consumo per gli oli lubrificanti impiegati nella produzione e nella lavorazione della gomma naturale e sintetica	Art. 62, co. 2, TUA	1,00	1,00
3	Riduzione dell'accisa per i carburanti utilizzati nel trasporto ferroviario di persone e merci	Tab. A, punto 4, TUA	11,15	7,60

N.	Nome	Norma di riferimento	Effetto finanziario (mln€)	
			2016*	2017*
4	Esenzione dall'accisa sui carburanti per il prosciugamento e la sistemazione dei terreni allagati nelle zone colpite da alluvione	Tab. A, punto 6, TUA	0,50	0,50
5	Esenzione dall'accisa sui carburanti per il sollevamento delle acque allo scopo di agevolare la coltivazione dei fondi rustici sui terreni bonificati	Tab A, punto 7, TUA	0,50	0,50
6	Riduzione dell'accisa sui carburanti per le prove sperimentali e collaudo di motori di aviazione e marina	Tab. A, punto 8, TUA	0,50	0,50
7	Riduzione dell'accisa sul gas naturale impiegato negli usi di cantiere, nei motori fissi e nelle operazioni di campo per l'estrazione di idrocarburi	Tab. A, punto 10, TUA	0,27	0,27
8	Esenzione dall'accisa sull'energia elettrica prodotta da impianti di gassificazione	Tab. A, punto 11-bis, TUA	0,50	0,50
9	Riduzione dell'aliquota normale dell'accisa sui carburanti per i Taxi	Tab. A, punto 12, TUA, D.P.C.M. 20 feb. 2014, come richiesto da art. 1, co. 577, L. 147/2013; art 1, co. 242, L. 190/2014	12,66	10,76
10	Riduzione dell'accisa sui carburanti per le autoambulanze	Tab. A, punto 13, TUA	2,90	2,60
11	Esenzione dall'accisa sui prodotti energetici impiegati per la produzione di magnesio da acqua di mare	Tab. A, punto 14, TUA	0,50	0,50
12	Riduzione dell'accisa sul GPL utilizzato negli impianti centralizzati per usi industriali e utilizzato dagli autobus urbani ed extraurbani adibiti al servizio pubblico	Tab. A, punto 15, TUA	11,66	11,40
13	Esenzione dall'accisa su prodotti energetici iniettati negli altiforni per la realizzazione dei processi produttivi	Tab. A, punto 16, TUA	1,00	d.q
14	Riduzione dei costi per le Forze armate nazionali	Tab. A, punto 16bis, TUA	24,90	29,60
15	Deduzione forfetaria dal reddito di impresa a favore degli esercenti impianti di distribuzione carburante	Art. 21, comma 1, Legge 448/1998; Art. 6, comma 3, Legge n. 388/2000; Art. 1, comma 129, Legge 266/2005; Art. 1, comma 393, Legge 296/2006; Art.1, comma 168, Legge 244/2007; Art.1, comma 8, D.L. 194/2009; Art. 2, comma 5, D.L. 225/2010; art. 34, co. 1-3, Legge 183/2011	51,00	51,00
16	Rimborso del maggior onere derivante dall'aumento dell'accisa sul gasolio impiegato come carburante per l'autotrasporto merci e altre categorie di trasporto passeggeri	D.P.R. n. 277/2000; Art. 6, co. 2, D.Lgs. 26/2007, e disposizioni collegate; 2) Art. 61 co. 4, D.L. 1/2012; art. 24-ter del TUA. Tale articolo è stato inserito nel medesimo TUA dall'art. 4-ter, co. 1, lett. f), D.L. 193/2016	1.264,42	1.257,34

N.	Nome	Norma di riferimento	Effetto finanziario (mln€)	
			2016*	2017*
		convertito, con modificazioni, dalla L. 225/2016 (L'agevolazione deve intendersi come prosecuzione dell'art. 6, c. 2, D.Lgs. 26/2007)		
17	Riduzione dell'accisa sul gas naturale impiegato per usi industriali termoelettrici esclusi, da soggetti che registrano consumi superiori a 1.200.000 m^3 annui	Art. 4 L. n. 418/2001; art. 2, co. 11 L. 203/2008	58,11	58,11
18	Impiego dei prodotti energetici nei lavori agricoli e assimilati	Tab. A, punto 5, TUA	830,43	843,20
19	Gasolio e GPL impiegati per riscaldamento in aree geograficamente o climaticamente svantaggiate (zone montane, Sardegna, isole minori)	Art. 8, co. 10, let. c) L. 448/1998 e art.2, co. 12, L. 203/2008; art. 1, co. 242, L. 190/2014	219,40	159,60
20	Produzione, diretta o indiretta, di energia elettrica con impianti obbligati alla denuncia prevista dalle disposizioni che disciplinano l'imposta di consumo sull'energia elettrica	Tab. A, punto 11, TUA	365,60	365,60
21	Provvedimento 6/1992 del Comitato Interministeriale dei Prezzi ("CIP6")	Disposizione n. 6/1992 del CIPE	582,50	445,90
22	IVA agevolata per l'energia elettrica per uso domestico	Tab. A, parte III, D.P.R. 633/72 (Aliquota IVA ridotta al 10%)	1.008,90	d.q
23	IVA agevolata per l'energia elettrica e gas per uso di imprese estrattive, agricole e manifatturiere	Tab. A, parte III, D.P.R. 633/72 (Aliquota IVA ridotta al 10%)	d.q	d.q
24	IVA agevolata per oli minerali greggi, oli combustibili	Tab. A, parte III, D.P.R. 633/72 (Aliquota IVA ridotta al 10%)	d.q.	d.q.
25	IVA agevolata per prodotti petroliferi per uso agricolo e per la pesca in acque interne	Tab. A, parte III, D.P.R. 633/72 (Aliquota IVA ridotta al 10%)	233,00	d.q.
26	IVA agevolata per gas metano e GPL impiegati per usi domestici di cottura e la produzione di acqua calda	Tab. A, parte III, D.P.R. 633/72 (Aliquota IVA ridotta al 10%)	d.q.	d.q.
27	Riduzione accise sui prodotti energetici per le navi che fanno esclusivamente movimentazione all'interno del porto	Art. 1, co. 367, 2 ter, L. 208/2015	1,80	d.q.
28	Franchigia sulle aliquote di prodotto della coltivazione di gas naturale e petrolio (royalties)	Art. 35, D. L. 83/2012	52,00	d.q.
29	Fondi per ricerca, sviluppo e dimostrazione per gli idrocarburi (petrolio e gas) e per il carbone		0	d.q.
30	Agevolazioni fiscali sui fringe benefit a favore del lavoratore che utilizza in maniera promiscua l'auto aziendale (company car lavoratore dipendente)	Art. 164 D.P.R. 917/1986	d.q.	d.q.
	Totale dei sussidi all'energia ambientalmente dannosi (inclusi i combustibili fossili) da riformare prioritariamente		4.737,40	3.248,68

d.q. da quantificare

Fonte: G20 Fossil Fuels Subsidies Peer Review Self-Report of Italy (https://www.minambiente.it/pagina/economia-ambientale)

(*) Note: le differenze da un anno all'altro possono derivare dalla diversa disponibilità di dati e stime. Va sottolineato, tuttavia, che la valutazione finanziaria riportata potrebbe non corrispondere a entrate potenziali che il Governo potrebbe riscuotere o risparmiare in caso di rimozione delle sovvenzioni alle stesse fonti fossili.

Tabella 63 - Elenco dei sussidi all'energia ambientalmente dannosi (inclusi i combustibili fossili): lista secondaria da approfondire tecnicamente

N.	Nome	Norma di riferimento	Effetto finanziario (mln€)	
			2016*	2017*
1	Differente trattamento fiscale fra benzina e gasolio (inclusa Iva)	Annex I del TUA	6061,29	5990,20
2	Esenzione dall'accisa sull'energia elettrica impiegata nelle ferrovie	Art. 52, co. 3, lett. c), D.Lgs. 504/1995 (TUA)	64,50	67,50
3	Esenzione dall'accisa sull'energia elettrica impiegata nell'esercizio delle linee di trasporto urbano e interurbano	Art. 52, co. 3, lett. d), D.Lgs. 504/1995 (TUA)	7,70	7,70
4	Esenzione dall'accisa sull'energia elettrica impiegata nelle abitazioni di residenza con potenza fino a 3 kW fino a 150 kWh di consumo mensile	Art. 52, co. 3, lett. e), D.Lgs. 504/1995 (TUA)	634,08	634,08
5	Garanzie sul credito all'esportazione per impianti di produzione di energia alimentati a carbone, petrolio e gas naturale nei paesi terzi	D.Lgs. 143/1998 Titolo I integrato con D.Lgs. 170/1999	d.q.	d.q.
6	Esenzione sul prelievo di energia elettrica per i clienti finali che prestano servizi di interrompibilità istantanea o di emergenza	Art. 30, co. 19, L. 99/2009	98,00	98,00
7	Aiuti a operatori a rischio di carbon leakage	Art. 10, L. 221/2015; par. 26 della Comunicazione europea C(2012) 3230	d.q.	d.q.
8	Agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica	D.Lgs. n. 79/1999; D. M. 5 aprile 2013; Delib. ARERA 921/2017/R/eel	0,00	626,00
9	Esenzione IVA del servizio taxi di trasporto urbano	Art. 10, co. 1, n. 14), D.P.R. 633/1972	d.q.	12,70
10	IVA agevolata per somministrazione di gas metano usato per combustione per usi civili limitatamente a 480 m^3 annui	Tab. A, parte III, D.P.R. 633/72 (Aliquota IVA ridotta al 10%)	d.q.	d.q.
	Totale dei sussidi all'energia ambientalmente dannosi (inclusi i combustibili fossili): lista secondaria da approfondire tecnicamente		6.865,57	7.436,18

d.q. da quantificare

Fonte: G20 Fossil Fuels Subsidies Peer Review Self-Report of Italy (https://www.minambiente.it/pagina/economia-ambientale) a cui sono state aggiunte le stime sulle misure 7-10 che sono sussidi all'energia ma non ai FFS.

(*) Note: le differenze da un anno all'altro possono derivare dalla diversa disponibilità di dati e stime. Va sottolineato, tuttavia, che la valutazione finanziaria riportata potrebbe non corrispondere a entrate potenziali che il Governo potrebbe riscuotere o risparmiare in caso di rimozione delle sovvenzioni alle stesse fonti fossili.

Tabella 64 - Elenco dei sussidi all'energia ambientalmente dannosi (inclusi i combustibili fossili) da riformare a livello internazionale

N.	Nome	Norma di riferimento	Effetto finanziario (mln€)	
			2016*	2017*
1	Esenzione dall'accisa sui prodotti energetici impiegati come carburanti per la navigazione aerea diversa dall'aviazione privata e per i voli didattici	Tab. A, punto 2, D.Lgs. 504/1995 (TUA)	1.551,10	1.605,90
2	Esenzione dall'accisa sui prodotti energetici impiegati come carburanti per la navigazione marittima	Tab. A, punto 3, D.Lgs. 504/1995 (TUA)	456,90	496,00
3	Rilascio delle quote ETS assegnate a titolo gratuito	Artt.20-23 D.Lgs. 30/2013; Decisione della Commissione del 27 aprile 2011 n.2011/278/UE, Decisione della Commissione del 5 settembre 2013 n. 2013/448/UE	444,00	394,63
	Totale dei sussidi ai combustibili fossili da riformare a livello internazionale		2.451,99	2.496,53

d.q. da quantificare

Fonte: G20 Fossil Fuels Subsidies Peer Review Self-Report of Italy (https://www.minambiente.it/pagina/economia-ambientale).

(*) Note: le differenze da un anno all'altro possono derivare dalla diversa disponibilità di dati e stime. Va sottolineato, tuttavia, che la valutazione finanziaria riportata potrebbe non corrispondere a entrate potenziali che il Governo potrebbe riscuotere o risparmiare in caso di rimozione delle sovvenzioni alle stesse fonti fossili.

Tabella 65 - Elenco dei sussidi nel settore energia con impatto ambientale favorevole

N.	Nome	Norma di riferimento	Effetto finanziario (mln€)	
			2016*	2017*
1	Detrazione per l'acquisto di mobili e grandi elettrodomestici di classe non inferiore all'A+ (impatto incerto)	Art. 16, co. 2, D.L. 63/2013, come modificato dalla Legge di conversione 3 agosto 2013, n. 90 modificato dall'art. 7, co. 2-bis, D.L. 28 marzo 2014, n. 47, convertito, con modificazioni, dalla L. 80/2014, e, da ultimo, dall'art. 1, co. 3, lett. b), n. 3), L. 205/2017	219,4	199,4
2	Regime di particolare favore per i SEU realizzati pre - D.Lgs. 15/2008 e ai sistemi di autoproduzione di energia elettrica con ciclo ORC	Art. 12 Legge 221/2015	d.q.	d.q.

N.	Nome	Norma di riferimento	Effetto finanziario (mln€)	
			2016*	2017*
3	Esenzione dall'accisa l'energia elettrica prodotta con impianti azionati da fonti rinnovabili con potenza disponibile superiore a 20 kW	a) Art. 1, co. 911, L. 208/2015; b) Art. 52, co. 3, lett. b), TUA	49,15	49,15
4	Credito d'imposta per l'acquisto di veicoli alimentati a metano o GPL o a trazione elettrica o per l'installazione di impianti di alimentazione a metano e GPL	Art. 1, co. 2, D.L. 324/1997; art. 1, co. 54, L. 239/04; art. 5-sexies, D.L. 203/2005; D.P.C.M. 20/02/2014 (cfr. Art. 1, 577 della L. 147/2013)	7,00	7,00
5	Credito d'imposta sulle reti di teleriscaldamento alimentato con biomassa ed energia geotermica	Art. 8, comma 10, lett. f), Legge 448/1998	23,66	27,05
6	Produzione, diretta o indiretta, di energia elettrica con impianti obbligati alla denuncia prevista dalle disposizioni che disciplinano l'imposta di consumo sull'energia elettrica. Esenzione per gli oli vegetali non modificati chimicamente	Tab. A, punto 11, TUA	d.q.	d.q.
7	Incentivi sull'energia prodotta da impianti alimentati da biomasse, biogas e bioliquidi sostenibili	Art. 1, commi da 149 a 151, L. 208/2015	d.q.	d.q.
8	Incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico	D.M. 23 giugno 2016	5.761,00	5.628,40
9	Conto energia: sistema incentivante dedicato agli impianti solari fotovoltaici (dal 2005 al 2012)	DD.MM. 28/07/2005 e 06/02/2006 (I Conto Energia); D.M. 19/02/2007 (II Conto Energia); D.M. 06/08/2010 (III Conto Energia); D.M. 05/05/2011 (IV Conto Energia); D.M. 05/07/2012 (V Conto Energia)	6.297,00	6.404,00
10	Promozione di interventi di efficienza energetica e di produzione di energia da FER termiche (Cogenerazione e CAR)	D.Lgs. 102/2014; D. M. 5 settembre 2011; Decreto Interministeriale del 28 dicembre 2012, e D.Lgs. 102/2014 e Decreto Interministeriale 16 febbraio 2016 (Conto Termico 2.0)	d.q.	d.q.
11	Incentivazione degli interventi a favore dello sviluppo tecnologico e industriale	Art. 32, D.Lgs. 28/2011	d.q.	d.q.
12	Detrazione del 65% per interventi di riqualificazione energetica degli edifici esistenti di qualsiasi categoria catastale, anche rurale, posseduti o detenuti	Art. 1, commi 344-347, L 296/2006 prorogato dall'art. 1, co. 48 della Legge	984,4	1.397,20

N.	Nome	Norma di riferimento	Effetto finanziario (mln€)	
			2016*	2017*
		220/2010, art. 11, co. 2, D.L. 83/2012; art. 14 D.L. 63/2013 convertito dalla Legge 90/2013 sostituito dall'art. 1, co. 139, lett.b), della L. 147/2013, e come, da ultimo, modificato dall'art. 1, co. 3 lett.a, L. 205/2017; co. 74 L. 208/2015		
	Totale dei sussidi nel settore energia con impatto ambientale favorevole		13.341,61	13.712,20

d.q. da quantificare

(*) Note: le differenze da un anno all'altro possono derivare dalla diversa disponibilità di dati e stime. Va sottolineato, tuttavia, che la valutazione finanziaria riportata potrebbe non corrispondere a entrate potenziali che il Governo potrebbe riscuotere o risparmiare in caso di rimozione delle sovvenzioni alle stesse fonti fossili.

5 VALUTAZIONE DI IMPATTO DELLE POLITICHE E DELLE MISURE PREVISTE[45]

5.1 Impatto delle politiche e delle misure previste, di cui alla sezione 3, sul sistema energetico e sulle emissioni e gli assorbimenti di gas a effetto serra, ivi incluso un confronto con le proiezioni con politiche e misure vigenti (di cui alla sezione 4).

i. Proiezioni dell'evoluzione del sistema energetico e delle emissioni e degli assorbimenti di gas a effetto serra nonché, ove pertinente, delle emissioni di inquinanti atmosferici in conformità della DIrettiva (UE) 2016/2284 nel quadro delle politiche e delle misure previste almeno per i dieci anni successivi al periodo oggetto del piano (compreso l'ultimo anno del periodo coperto dal piano), comprese le pertinenti politiche e misure dell'Unione.

L'azione combinata di politiche, interventi e investimenti previsti dal Piano energia e clima determina non solo una riduzione della domanda come effetto dell'efficientamento energetico, ma influenza anche il modo di produrre e utilizzare energia che risulta differente rispetto ai trend del passato o all'evoluzione del sistema con politiche e misure vigenti. La spinta verso un 2050 a emissioni nette pari a zero, in linea con la Long Term Strategy, innescherà una completa trasformazione del sistema energetico e necessiterà di nuove misure e politiche abilitanti dopo il 2030.

La sfida climatica pone problemi complessi che riguardano sia il tema dell'approvvigionamento, della dipendenza e della sicurezza, che quello dei costi dell'energia e, in primis, quello della decarbonizzazione dell'intero sistema energetico, non solo nell'immediato futuro ma anche in un'ottica di lungo periodo.

Come evidenziato nel capitolo 2, il Piano energia e clima produce un efficientamento che trasforma il sistema energetico e traguarda la sostituzione delle fonti fossili con rinnovabili, decarbonizzando il sistema produttivo nazionale. Nel grafico e nella tabella che seguono si riportano i risultati delle proiezioni fino al 2040 dello scenario PNIEC e un confronto con le previsioni dello scenario BASE.

[45] *Le politiche e le misure previste sono opzioni in esame con prospettiva realistica di adozione e attuazione dopo la data di presentazione del piano nazionale. Le relative proiezioni di cui al punto 5.1.i comprendono pertanto non solo le politiche e le misure adottate e attuate (proiezioni sulla base delle politiche e delle misure in vigore), ma anche le politiche e le misure previste*

Figura 64 - Evoluzione del consumo interno lordo negli scenari BASE e PNIEC [Fonte: RSE]

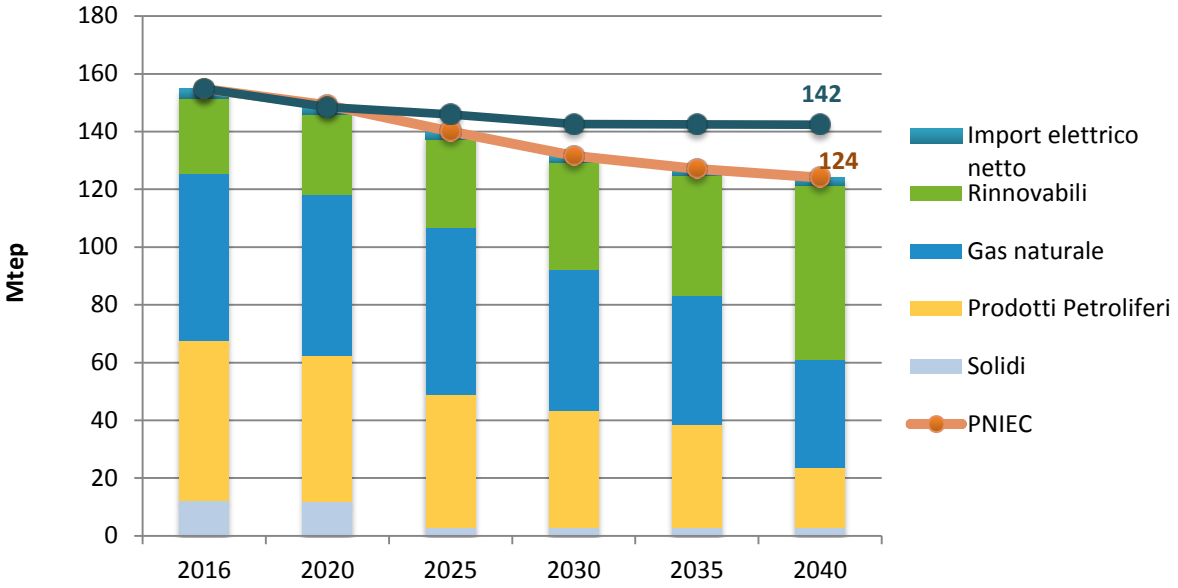


Tabella 66 - Consumo di energia primaria e finale (per ciascun settore), proiezioni 2020-2040 nello scenario PNIEC (ktep) [Fonte: RSE]

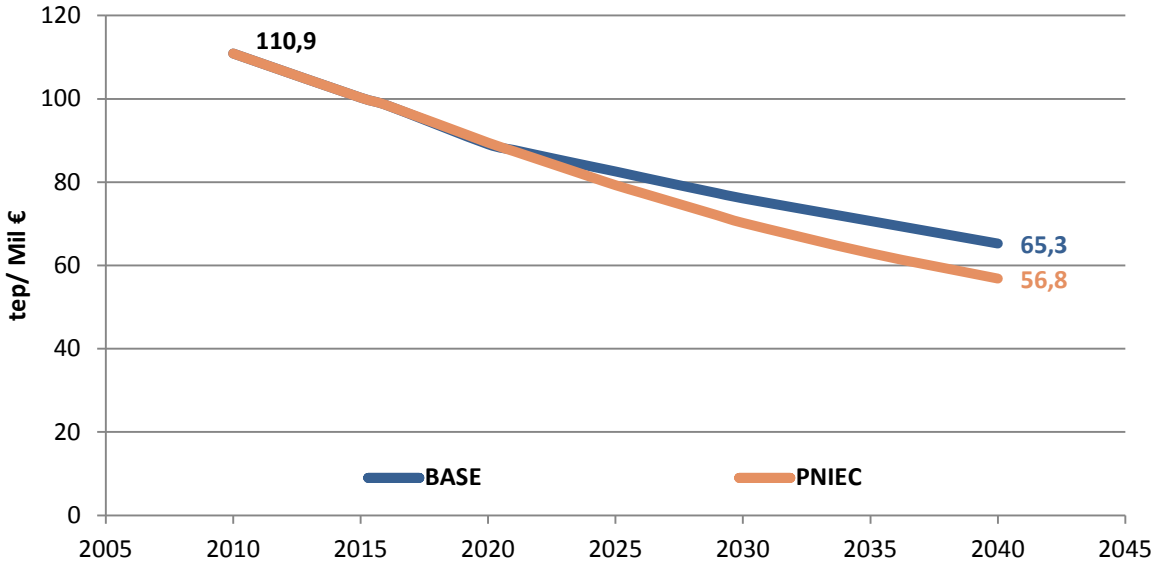
Scenario PNIEC	2020	2025	2030	2040
Consumo interno lordo	**149.111**	**140.071**	**131.640**	**124.069**
Solidi	11.640	2.966	2.812	2.729
Prodotti petroliferi	50.711	45.802	40.546	20.689
Gas naturale	55.838	57.796	48.913	37.709
Energia elettrica	3.162	2.812	2.451	2.653
Rinnovabili	27.760	30.695	36.918	60.288
Consumi energetici primari*	**142.441**	**133.291**	**124.690**	**116.359**
Consumi energetici finali	**116.393**	**109.746**	**103.750**	**94.789**
dettaglio per settore				
Industria	26.536	26.054	25.049	25.083
Residenziale	31.974	29.218	27.176	23.275
Terziario	15.700	14.648	13.275	14.184
Trasporti	39.240	37.024	35.357	29.433
Agricoltura	2.942	2.803	2.893	2.814
dettaglio per fonte				
Solidi	2.013	1.928	1.919	1.802
Prodotti petroliferi	42.405	37.578	32.244	15.611
Gas naturale	33.516	30.705	28.331	23.841
Energia elettrica	25.209	25.300	26.037	30.803
Calore derivato	4.127	4.530	4.735	4.615
Rinnovabili	9.122	9.705	10.485	18.116
Consumi finali non energetici	**6.670**	**6.780**	**6.950**	**7.710**

*I consumi primari non comprendono gli usi non energetici, inclusi nel Consumo interno lordo.

La contrazione del consumo interno lordo non è dovuto alla riduzione del PIL o dei livelli di attività settoriali ma è principalmente il risultato di cambiamenti tecnologici e di cambio di combustibile dal lato della domanda e dell'offerta. Proseguirà, infatti, la sostituzione dei combustibili fossili con fonti rinnovabili, accelerando dopo il 2030 verso il percorso di completa decarbonizzazione.

L'incremento dell'efficienza energetica, risultante dall'effetto combinato di tutte le politiche, è uno dei principali fattori determinanti la riduzione dell'intensità emissiva nel lungo periodo, come si evince dalla intensità energetica delle attività economiche in continua contrazione fino al 2040.

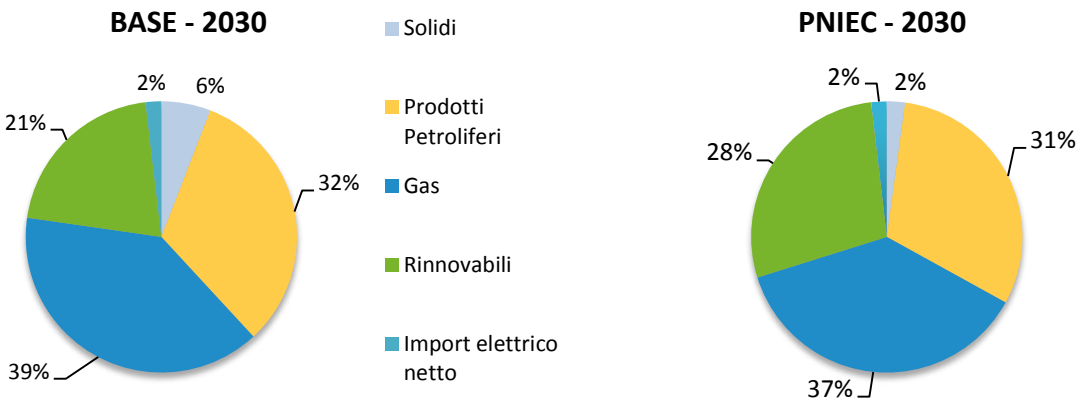
Figura 65 - Evoluzione dell'intensità energetica al 2040



Lo scenario BASE è già caratterizzato da miglioramenti dell'efficienza energetica che compensano l'aumento dei consumi trainato dalla crescita economica fino al 2040 ma che non sono sufficienti a mantenere lo stesso tasso di contrazione dei consumi primari del periodo 2010-2020.

Le politiche e misure del Piano energia e clima, invece, innescano una riduzione ancora più rapida dell'intensità energetica con riduzioni medie annue del 2,3% nel periodo 2020-40, tali da consentire il proseguimento del trend di contrazione dei consumi primari.

Figura 66 - Mix del fabbisogno primario al 2030



Le fonti rinnovabili sostituiscono progressivamente il consumo di combustibili fossili passando dal 16.7% del fabbisogno primario al 2016 a circa il 28% al 2030 nello scenario PNIEC.

I prodotti petroliferi dopo il 2030 continuano a essere utilizzati nei trasporti passeggeri e merci su lunghe distanze, ma il loro utilizzo è significativamente inferiore al 2040 (circa 17% del mix primario) per accompagnare la trasformazione del sistema energetico verso un 2050 a zero emissioni. Il loro declino è maggiormente significativo negli ultimi anni della proiezione dello scenario quando il petrolio nel trasporto è sostituito cospicuamente da biocarburanti, idrogeno e veicoli ad alimentazione elettrica, sia per il trasporto passeggeri che merci.

Nello scenario BASE, il consumo di gas naturale è abbastanza stabile fino al 2030, contribuendo al 39% della domanda di energia primaria. Nella proiezione PNIEC nel lungo periodo la competizione con le FER e l'efficientamento di processi ed edifici portano a una contrazione del ricorso al gas naturale fossile (passando dal 37% del 2030 a poco più del 30% al 2040).

Con riferimento alla sicurezza energetica, le proiezioni al 2040 indicano una netta riduzione della dipendenza energetica, per l'effetto combinato dell'incremento delle risorse rinnovabili nazionali e della contrazione delle importazioni, in particolare di combustibili fossili.

Tabella 67 - Risorse energetiche interne, proiezioni 2020-2040 – scenario PNIEC (ktep)

	2020	2025	2030	2040
Produzione nazionale	**37.615**	**40.295**	**42.892**	**47.439**
Solidi	50	-	-	-
Petrolio greggio	7.005	6.365	4.589	2.440
Gas naturale	4.750	4.340	2.445	1.010
Rinnovabili*	25.810	29.590	35.858	43.989

*Inclusa quota rifiuti non rinnovabili

Tabella 68 - Importazioni nette, proiezioni 2020-2040 – scenario PNIEC (ktep)

	2020	2025	2030	2040
Importazioni nette	**113.816**	**102.196**	**91.248**	**77.652**
Solidi	11.590	2.966	2.812	3.006
Greggio e prodotti petroliferi	46.026	41.857	38.457	30.565
Gas naturale	51.088	53.456	46.468	39.755
Energia elettrica	3.162	2.812	2.451	2.427
Rinnovabili*	1.950	1.105	1.060	1.899

*Inclusa quota rifiuti non rinnovabili

Tabella 69 - Dipendenza energetica, proiezioni 2020-2040 – scenario PNIEC

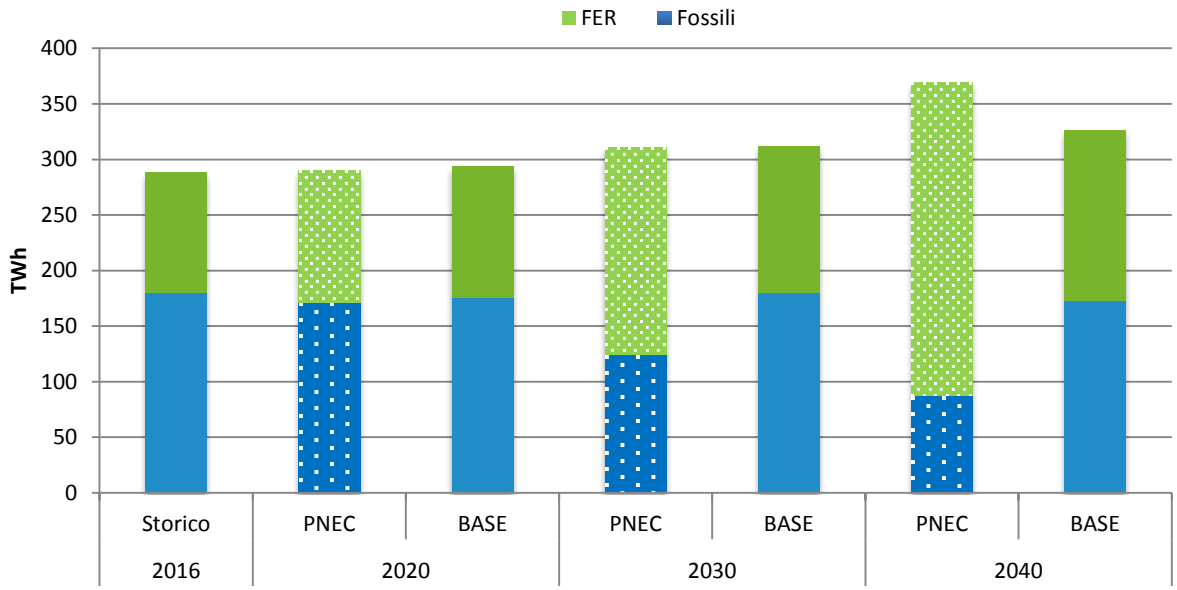
	2020	2025	2030	2040
Dipendenza energetica	**75,2%**	**71,7%**	**68,0%**	**62,1%**

Un driver molto importante di questo scenario è la decarbonizzazione sempre più significativa dei processi di generazione di energia elettrica. Già nello scenario BASE il meccanismo UE-ETS favorisce la penetrazione di fonti rinnovabili nella generazione. Gli obiettivi del Piano amplificano il ricorso alle FER elettriche che al 2030 forniscono energia elettrica per 187 TWh.

La necessità di elettrificare i settori di uso finale per accompagnare il percorso di transizione verso la decarbonizzazione al 2050 con elettricità sempre più carbon free supporta lo sviluppo delle fonti elettriche rinnovabili. Il contributo FER, infatti, continua a crescere al 2040, raggiungendo circa 280 TWh di produzione, anche grazie agli effetti della curva di apprendimento che vede nel tempo costi di investimento sempre più bassi e rende competitive tali tecnologie.

A crescere in maniera rilevante sono le fonti rinnovabili non programmabili, principalmente solare e eolico, la cui espansione prosegue anche dopo il 2030, e sarà gestita anche attraverso l'impiego di rilevanti quantità di sistemi di accumulo, sia su rete (accumuli elettrochimici e pompaggi) sia associate agli impianti di generazione stessi (accumuli elettrochimici). La forte presenza di fonti rinnovabili non programmabili dal 2040 comporterà un elevato aumento delle ore di overgeneration e tale sovrapproduzione non sarà soltanto accumulata ma dovrà essere sfruttata per la produzione di vettori energetici alternativi e a zero emissioni come idrogeno, biometano, ed e-fuels in generale, utilizzabili per favorire la decarbonizzazione in settori più difficilmente elettrificabili come industria e trasporti.

Figura 67 - Evoluzione della generazione elettrica[46] al 2040 [Fonte: RSE]



L'elettrificazione ha un ruolo centrale insieme all'efficienza energetica, soprattutto nel lungo periodo, per la decarbonizzazione dei consumi finali. La richiesta di rete al 2030 raggiunge i 331,4 TWh (consumo interno lordo elettrico pari a 339,5 TWh), invece al 2040 sfiora i 390 TWh: mentre la domanda di elettricità è destinata a salire, l'efficienza energetica influenzerà lo sviluppo degli altri vettori energetici. In effetti, le politiche individuate nel Piano continuano a promuovere, dopo il 2030, un forte miglioramento dell'efficienza energetica negli usi finali chiave (edifici, illuminazione, raffrescamento e riscaldamento, elettrodomestici e industria), nonché la sostituzione di fonti fossili con elettricità e rinnovabili. Dopo il 2030 sarà, però, necessario individuare ulteriori politiche per accompagnare la trasformazione del sistema energetico verso l'obiettivo di zero emissioni del 2050.

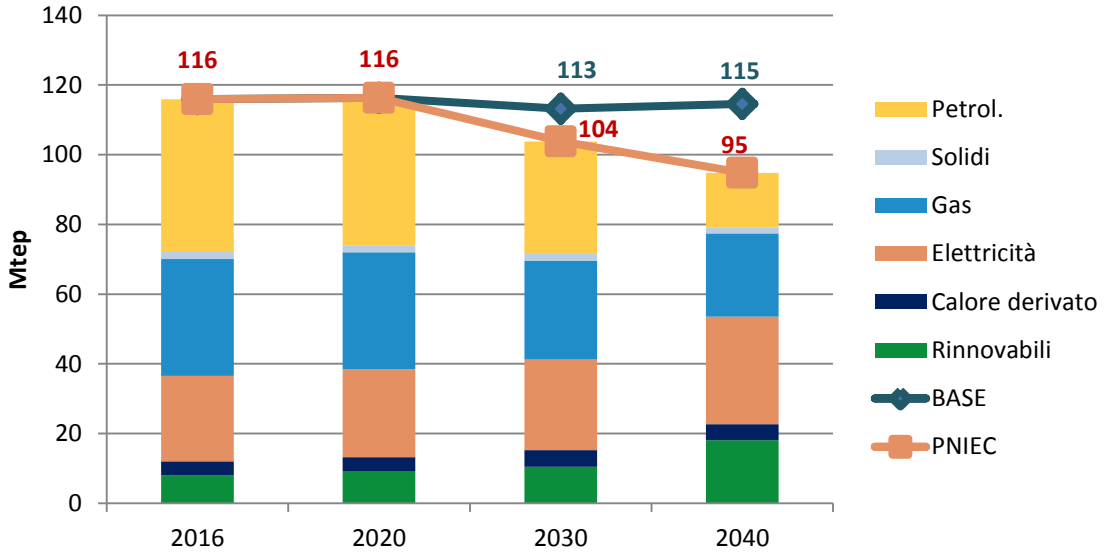
Rilevanti, in orizzonte 2040, sono:

- i miglioramenti delle tecnologie e processi di uso finale (veicoli, residenziale, recupero calore nell'industria, ecc.);

[46] Esclusa produzione elettrica da pompaggi

- il proseguimento degli interventi di ristrutturazione e isolamento degli edifici (dato l'elevato potenziale), con tassi medi annui che potrebbero superare il 2% e la sostituzione dei sistemi di generazione del calore con altri più efficienti e rinnovabili (pompe di calore);
- l'aumento dell'elettrificazione degli usi finali (in modo particolare nel settore trasporti);
- il contenimento dell'aumento di domanda di mobilità privata con misure e investimenti nella mobilità collettiva pubblica;
- il minor fabbisogno termico richiesto dagli edifici nuovi;
- il ricorso a vettori prodotti dal P2X (power to X), come idrogeno, biometano ed e-fuels liquidi;
- possibili primi impianti di cattura e sequestro della CO_2, sia nel settore elettrico che in quello industriale, per portare il sistema energetico in linea con la traiettoria di completa decarbonizzazione al 2050.

Figura 68 - Evoluzione dei consumi finali per fonte al 2040 [Fonte: RSE]



Con riferimento alle emissioni, di seguito si riporta l'andamento storico delle emissioni nazionali e l'evoluzione attesa nello scenario PNIEC.

Tabella 70 - Emissioni nazionali di gas serra e obiettivi europei (Mt CO_2eq) - scenario PNIEC [Fonte: ISPRA]

	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Emissioni nazionali	520	581	504	433	406	358	328
Settori ETS		248	200	156	144	115	109
Settori ESD/ESR		330	301	274	260	241	216
Voli nazionali non soggetti a ETS		3	3	2	2	2	2
Obiettivi ESD/ESR *				304	291	243	221
Differenza rispetto agli obiettivi				-30	-31	-3	-5

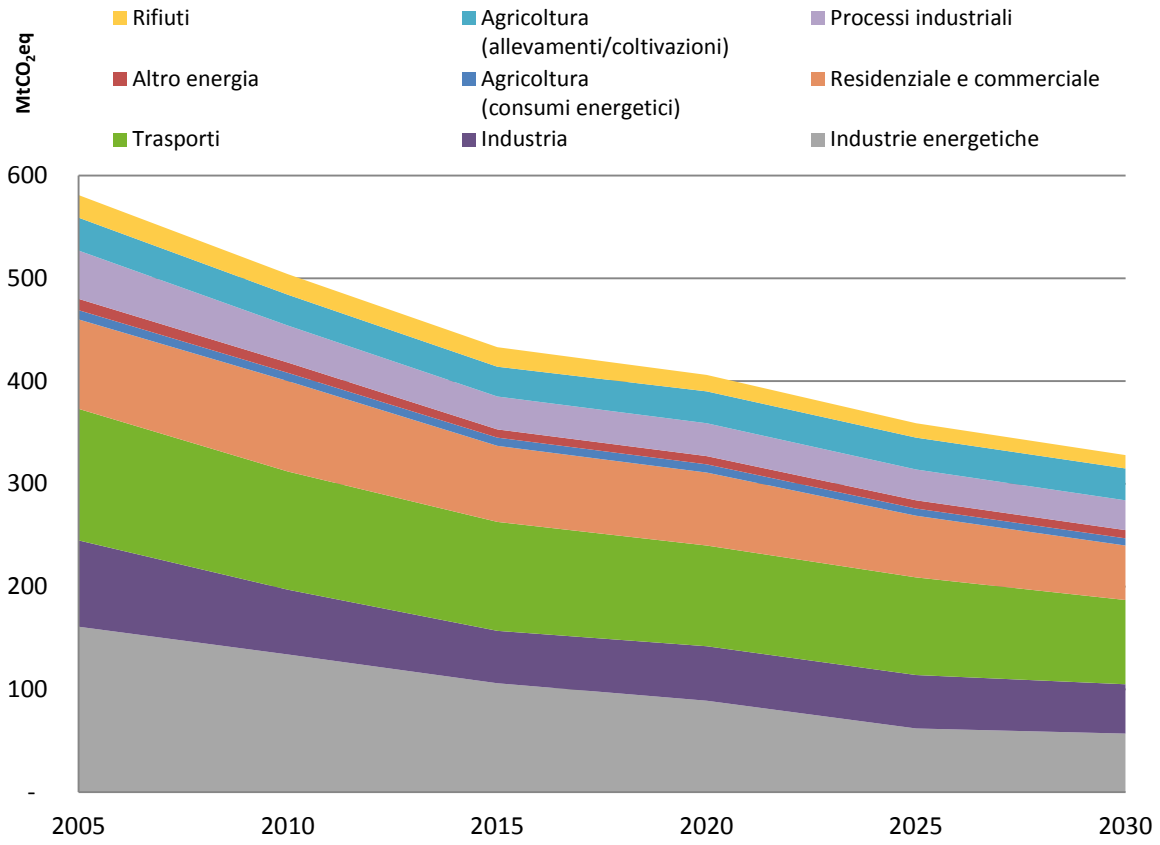
*Obiettivo al 2020 come stabilito dalla Decisione ESD (UE) 2017/1471, obiettivo al 2030 come stabilito dal Regolamento ESR pari a una riduzione del 33% delle emissioni rispetto al livello del 2005. L'obiettivo al 2025 è solo indicativo perché dipenderà dai livelli emissivi effettivamente registrati negli anni 2016-2018. Le emissioni di NF3 sono incluse negli obiettivi ESD/ESR post 2020.

Tabella 71 - Emissioni di gas serra storiche fino al 2015 e secondo lo scenario PNIEC disaggregate per settore ($MtCO_2eq$) [Fonte: ISPRA]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030
DA USI ENERGETICI, di cui:	**480**	**417**	**353**	**328**	**283**	**256**
Industrie energetiche	161	134	106	89	62	57
Industria	84	63	51	53	52	48
Trasporti*	128	115	106	98	95	82
Residenziale e commerciale	87	88	74	71	60	53
Agricoltura cons. energetici	9	8	8	8	7	7
Altro energia	11	10	8	8	8	8
DA ALTRE FONTI, di cui:	**101**	**87**	**80**	**78**	**75**	**72**
Processi industriali	47	36	32	32	30	29
Agricoltura coltivazioni e allevamenti	32	30	29	31	31	31
Rifiuti	22	20	19	16	14	13
TOTALE	**581**	**504**	**433**	**406**	**358**	**328**
Di cui soggetto a ESD/ESR	**330**	**301**	**274**	**260**	**241**	**216**

* Per quanto riguarda la navigazione il dato è riferito alle navi nazionali e ai movimenti nei porti, le navi internazionali non sono incluse

Figura 69 - Emissioni di gas serra storiche fino al 2015 e secondo lo scenario PNIEC disaggregate per settore ($MtCO_2eq$) [Fonte: ISPRA]



L'analisi settoriale nel periodo 2005 - 2030 mostra:

- una fortissima contrazione delle emissioni nelle industrie energetiche (-65%), principalmente dovuta alla riduzione delle emissioni del settore elettrico. In questo settore le emissioni sono direttamente legate alla produzione elettrica da combustibili fossili. La notevole crescita della produzione elettrica da fonti rinnovabili necessaria per raggiungere gli obiettivi è il fattore determinante;
- nel settore dei trasporti una diminuzione delle emissioni del 36% dovuta alla imponente elettrificazione del trasporto auto e, in misura minore, alla penetrazione di biocarburanti;
- nel settore residenziale una diminuzione delle emissioni del 39% per il notevole tasso di ristrutturazione degli edifici, il costante efficientamento e la progressiva elettrificazione del settore soprattutto con riferimento al riscaldamento;
- una notevole contrazione (-41%) delle emissioni dall'industria, sia per quanto riguarda i consumi energetici che per quanto riguarda i processi, concentrata soprattutto nel periodo 2005 - 2015, in parte dovuta alla crisi economica e in parte alla variazione strutturale delle attività e all'incremento di efficienza dei processi produttivi i cui effetti sono evidenti anche nella riduzione delle emissioni degli anni di proiezione (-7% dal 2015 al 2030), nonostante l'ipotesi di una importante ripresa produttiva;
- emissioni dai rifiuti sostanzialmente inalterate rispetto allo scenario BASE per l'assenza di ulteriori obiettivi e misure;
- per quanto riguarda l'agricoltura al momento le misure individuate sono ancora in fase di valutazione, pertanto in via conservativa si sono riportate emissioni pari a quelle dello scenario BASE.

Tabella 72 - Emissioni di gas serra storiche fino al 2015 e secondo lo scenario PNIEC disaggregate per gas ($MtCO_2eq$) [Fonte: ISPRA]

Emissioni di GHG, Mt di CO_2eq	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Anidride carbonica	**495**	**425**	**356**	**331**	**288**	**261**
Metano	48	47	43	41	39	37
Protossido di azoto	28	19	18	19	18	18
HFCs	7.1	11.4	14.5	14.1	11.6	9.2
PFCs	1.9	1.5	1.7	1.6	1.6	1.6
SF6	0.6	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3
NF3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTALE	**581**	**504**	**433**	**406**	**358**	**328**

ii. Valutazione delle interazioni programmatiche (tra politiche e misure vigenti e previste all'interno di una dimensione strategica e tra politiche e misure vigenti e previste appartenenti a diverse dimensioni) almeno fino all'ultimo anno del periodo coperto dal piano, in particolare per sviluppare una solida comprensione dell'impatto delle politiche in materia di efficienza energetica / risparmio energetico sul dimensionamento del sistema energetico e ridurre il rischio di investimenti incagliati nell'approvvigionamento energetico

iii. Valutazione delle interazioni tra le politiche e le misure esistenti e previste, e tra tali politiche e misure e le misure di politica climatica ed energetica dell'Unione

5.2 Impatto macroeconomico e, nella misura del possibile, sulla salute, l'ambiente, l'occupazione e l'istruzione, sulle competenze e a livello sociale compresi gli aspetti della transizione equa (in termini di costi e benefici nonché di rapporto costi/efficacia) delle politiche e delle misure previste, di cui alla sezione 3, almeno fino all'ultimo anno del periodo contemplato dal piano, incluso un confronto con le proiezioni con politiche e misure vigenti

Lo scenario PNIEC può essere analizzato dal punto di vista dei suoi impatti macroeconomici rispetto allo scenario a politiche correnti (o BASE).

L'analisi è stata effettuata utilizzando tre diversi approcci:

- un modello standard input/output basato sulle matrici delle interdipendenze settoriali pubblicate dall'Istituto Nazionale di Statistica (elaborazioni GSE);
- le matrici di contabilità sociale (SAM) per esaminare l'impatto generato dai nuovi investimenti sia del settore delle imprese sia delle famiglie (elaborazioni ENEA);
- un modello di equilibrio economico Generale (GTAP-GDyn-E) per valutare l'impatto dei nuovi obiettivi sulla crescita economica dell'Italia e sul suo posizionamento competitivo nel commercio internazionale (elaborazioni ENEA).

L'analisi secondo il modello standard Input/Output

Il modello si basa sulle matrici delle interdipendenze settoriali (tavole Input/Output). Esse rappresentano un quadro contabile che schematizza la struttura economica di un Paese in un determinato arco temporale, mettendo in evidenza in maniera sintetica e immediata le interdipendenze tra i diversi settori che compongono l'economia. Le matrici, opportunamente trasformate attraverso specifici procedimenti, permettono di stimare gli impatti macroeconomici (valore aggiunto, occupazione) dovuti a variazioni della domanda finale in un determinato settore in un dato anno. Le matrici sono costruite a partire dalle tavole delle risorse e degli impieghi pubblicate dall'Istituto Nazionale di Statistica (Istat) con cadenza annuale. Le ultime tavole disponibili al momento in cui si scrive fanno riferimento all'anno 2014 e sono disaggregate in 63 settori economici.

Uno degli ostacoli metodologici che presenta questo tipo di analisi è dovuto al fatto che ai 63 settori economici della matrice, in certi casi, non sono associabili per intero gli interventi valutati negli scenari del presente Piano (a politiche correnti e PNIEC). È il caso, ad esempio, degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili. Per superare il problema le spese per la realizzazione degli interventi (e le spese di esercizio e manutenzione - O&M - nel caso degli impianti per la produzione di energia elettrica e termica) sono state disaggregate in modo da poterle ricondurre ai 63 settori economici considerati nella matrice. Ad esempio, le spese per l'investimento in nuovi impianti fotovoltaici sono state scomposte e attribuite in parte al settore della fabbricazione di apparecchiature elettriche (inverter, cavi, ecc.), in parte a quello della fabbricazione di prodotti in metallo (strutture di supporto) e così via, assegnando a ciascuna voce di costo un peso variabile a seconda della specifica incidenza rispetto alla spesa totale. Così facendo si è stati in grado di simulare l'impatto sul sistema economico nazionale della domanda di nuovi interventi, legati alle fonti rinnovabili o all'efficienza energetica, inclusi negli scenari del Piano.

Altro elemento di attenzione riguarda la quota di import di prodotti necessari per la realizzazione degli interventi valutati negli scenari del Piano che in alcuni casi ha un peso rilevante. Le matrici già includono al loro interno valori e coefficienti che tengono conto della quota di import nei vari settori, tuttavia, non si può escludere che, in particolari settori di attività economica (ad esempio quelli che, combinati, ricostruiscono il settore fotovoltaico) tale quota, pur già considerata, possa

essere sottostimata. Per ovviare al problema sono stati utilizzati i dati rilevati dall'Istat nell'ambito dell'indagine PRODCOM sul commercio internazionale.

I risultati ottenuti con l'applicazione del modello input/output riguardano le ricadute economiche, in termini di valore aggiunto e occupazionali, temporanee e permanenti, dirette e indirette. Le ricadute permanenti si riferiscono all'occupazione correlata all'utilizzo e alla manutenzione dei beni per l'intera durata del loro ciclo di vita, mentre le ricadute temporanee riguardano l'occupazione temporalmente limitata alla fase di progettazione, sviluppo, installazione e realizzazione del bene. Le ricadute occupazionali sono distinte in dirette, riferite all'occupazione direttamente imputabile al settore oggetto di analisi, e indirette, relative ai settori fornitori dell'attività analizzata sia a valle sia a monte. L'occupazione stimata non è da intendersi in termini di addetti fisicamente impiegati nei vari settori, ma di ULA (Unità di Lavoro), che indicano la quantità di lavoro prestato nell'anno da un occupato a tempo pieno. Di conseguenza è importante tenere presente che le apparenti variazioni che si possono riscontrare tra un anno e l'altro non corrispondono necessariamente a un aumento o a una diminuzione di "posti di lavoro", ma a una maggiore o minore quantità di lavoro richiesta per realizzare gli investimenti o per effettuare le attività di esercizio e manutenzione specifici di un certo anno.

Mediante il modello input/output sono state valutate le ricadute economiche e occupazionali lorde (ossia senza considerare eventuali effetti negativi in settori che potrebbero essere considerati concorrenti) degli investimenti negli interventi previsti nello scenario PNIEC. A tali ricadute sono state sottratte quelle ottenute per gli investimenti nei medesimi interventi, ma secondo quanto previsto nello scenario a politiche correnti; in tal modo si possono apprezzare gli impatti dei maggiori investimenti attivati nello scenario PNIEC, pari a circa 13 mld€ nel periodo 2017-2030[47].

In sintesi:

- si stima in oltre 7 mld€ il contributo addizionale medio annuo nel periodo 2017-2030 alla creazione di Valore Aggiunto rispetto a quanto avverrebbe nello scenario a politiche correnti;
- si stimano in circa 117 mila gli occupati temporanei medi annui (ULA dirette e indirette), aggiuntivi rispetto a quelli calcolati per lo scenario a politiche correnti nel periodo 2017-2030.

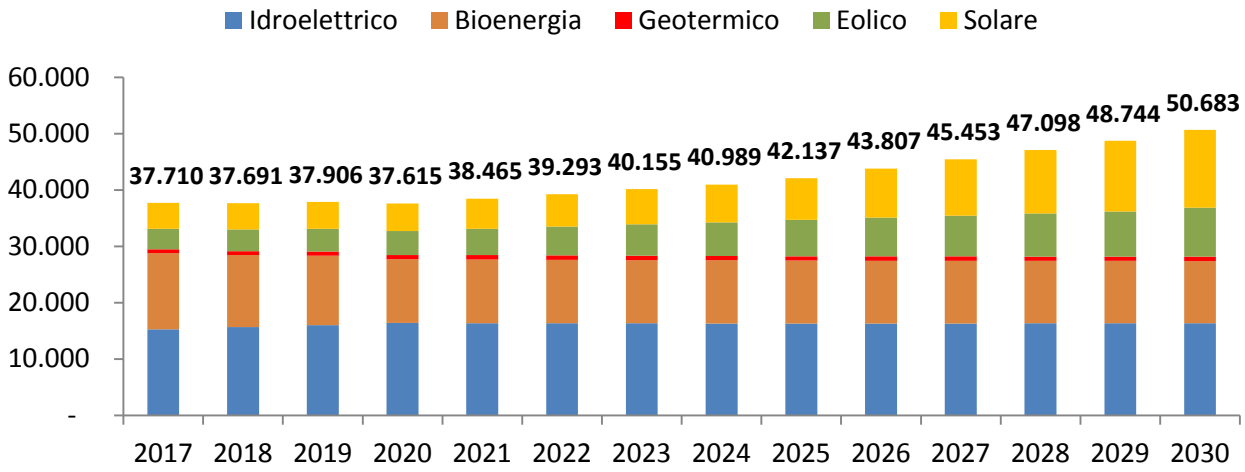
[47] I risultati ottenuti con il modello input/output non sono immediatamente confrontabili con quelli ricavati mediante l'utilizzo della SAM. Nel caso del modello input/output gli impatti sono calcolati come differenza tra le ricadute dello scenario PNIEC e quelle dello scenario a politiche correnti. Nella SAM, invece, le valutazioni di impatto sono effettuate al netto di uno scenario controfattuale che considera i possibili impieghi alternativi delle risorse destinate agli investimenti addizionali richiesti dallo scenario PNIEC, ipotizzando che gli investimenti siano ripartiti secondo proporzioni di spesa "storiche" degli agenti economici che operano la decisione di spesa.

Tabella 73 - Sintesi dei principali risultati ottenuti dall'applicazione del modello input - output [Fonte: RSE, GSE]

SETTORE		Δ investimenti annui mld€ (2017-2030)	Δ VA medio annuo mld€ (2017-2030)	Δ ULA temporanee medie annue (2017-2030)
Residenziale	Riqualificazione edilizia	3,1	2,1	39.000
	Pompe di calore (riscaldamento e raffrescamento)	0,4	0,2	4.000
	Riscaldamento e Acqua calda sanitaria	-0,2	-0,2	-3.000
	Cucina	0,0	0,0	0
	Apparecchiature elettriche	1,1	0,8	13.000
Teleriscaldamento	Distribuzione	0,6	0,03	1.000
Terziario	Riqualificazione edilizia	1,7	1,2	22.000
	Pompe di calore (riscaldamento e raffrescamento)	0,1	0,1	1.000
	Riscaldamento e Acqua calda sanitaria	-0,1	-0,0	-1.000
	Cucina	0,0	0,0	0
	Apparecchiature elettriche	0,0	0,0	0
	Illuminazione	0,7	0,5	4.000
Industria	Motori e usi elettrici	0,1	0,0	1.000
	Cogenerazione e caldaie	0,1	0,1	1.000
	Processi, incluso il recupero termico	0,3	0,2	3.000
Trasporti	Auto, motocicli, furgoni, bus, camion	1,9	0,2	3.000
Settore elettrico	Bioenergie	0,2	0,1	1.000
	Fossili	-0,2	-0,1	-1.000
	Geotermoelettrico	0,0	0,0	0
	Idroelettrico	0,0	0,0	0
	Fotovoltaico	2,2	0,9	15.000
	Solare termodinamico	0,1	0,0	1.000
	Eolico	0,6	0,4	5.000
Sistema elettrico	Sviluppo Rete di trasmissione nazionale	0,1	0,1	1.000
	Riqualificazione delle reti di distribuzione	0,3	0,2	2.000
	Impianti di pompaggio e accumuli elettrochimici	0,7	0,5	5.000
Totale		**13,4**	**7,3**	**117.000**

Il seguente istogramma mostra invece l'evoluzione per fonte degli occupati permanenti (ULA dirette e indirette) conseguenti all'installazione di nuovi impianti FER - E dal 2017 al 2030 secondo lo scenario PNIEC. Le stime effettuate mostrano come, in termini di ULA, gli occupati crescano da 37.710 unità nel 2017 a 50.683 nel 2030, con un saldo positivo pari a 12.973 ULA (+34% circa).

Figura 70 - Andamento per fonte degli occupati permanenti conseguenti all'evoluzione del parco impianti FER-E secondo lo scenario PNIEC [Fonte: GSE]



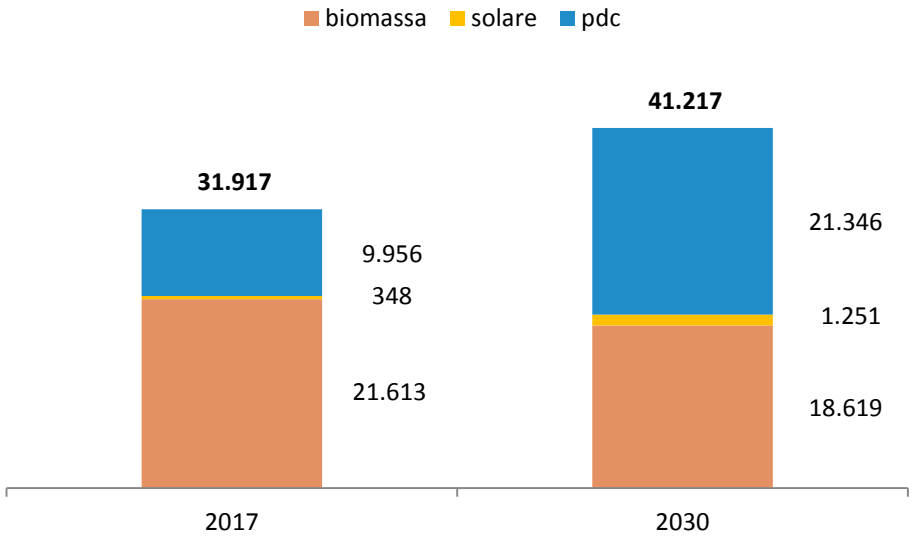
Considerando anche l'evoluzione del parco impianti alimentato a fonti fossili, il saldo occupazionale complessivo del settore della produzione di energia elettrica, in termini di ULA, risulta positivo e pari a 6.906 unità. Nel comparto fossile si riscontra una diminuzione degli occupati tra il 2030 e il 2017 pari a 6.067 ULA, in particolare dovuto al phase out del carbone.

Tabella 74 - Occupati permanenti per fonte nel 2017 e nel 2030 in seguito all'evoluzione del parco impianti per la produzione di energia elettrica secondo lo scenario PNIEC [Fonte: GSE]

Tecnologia	ULA Permanenti 2017	ULA Permanenti 2030	Δ ULA permanenti 2030 - 2017
FER	**37.710**	**50.683**	**12.973**
Idroelettrico	15.294	16.380	1.086
Eolico	3.605	8.706	5.101
Solare	4.598	13.795	9.197
Geotermico	689	783	94
Bioenergia	13.524	11.020	-2.504
Fossili	**17.904**	**11.837**	**-6.067**
Carbone	3.841	-	-3.841
Gas Naturale	13.583	11.408	-2.175
Prodotti Petroliferi	481	429	-52
Totale	**55.614**	**62.520**	**6.906**

Il seguente istogramma mostra l'evoluzione per fonte degli occupati permanenti (ULA dirette e indirette) conseguenti all'installazione di nuovi impianti FER-T nel 2017 e nel 2030 secondo lo scenario PNIEC. Le stime effettuate mostrano come, in termini di ULA, gli occupati crescano da 31.917 unità nel 2017 a 41.217 nel 2030, con un saldo positivo pari a 9.300 ULA (+29% circa).

Figura 71 - Occupati permanenti per fonte conseguenti all'evoluzione del parco impianti FER-T secondo lo scenario PNIEC [Fonte: GSE]



L'analisi secondo la matrice di contabilità sociale (SAM)

La Matrice di Contabilità Sociale formalmente si presenta come una matrice quadrata, che registra in termini quantitativi i rapporti di scambio che intercorrono in un sistema economico. Le colonne della matrice indicano gli impieghi del reddito di ciascun settore produttivo o istituzionale, le righe evidenziano le fonti di reddito di ciascun settore.

La struttura della SAM include al suo interno la matrice input-output (I/O) degli scambi intermedi tra settori produttivi, ma a essa aggiunge i conti intestati alle istituzioni (famiglie, imprese, governo), ai fattori della produzione (lavoro e capitale), alla formazione di capitale e al resto del mondo. In questo modo, la SAM permette di cogliere tutto l'insieme di relazioni che caratterizzano un sistema economico nelle varie fasi del processo di produzione, distribuzione, utilizzazione e accumulazione del reddito.

La SAM è uno strumento che può rendere evidente l'adattamento che il sistema economico deve effettuare per sostenere una variazione di uno dei vettori di equilibrio. Lo strumento può valutare gli effetti a livello di sistema di una misura di incentivazione fiscale, di un investimento aggiuntivo, di una variazione della spesa da parte di una delle istituzioni coinvolte.

Per analizzare l'impatto di una variazione comportamentale sull'intero sistema economico è necessario innanzitutto individuare il conto esogeno (formazione di capitale o famiglie) e costruire il corrispondente vettore di impatto.

La costruzione dei vettori di impatto si basa su ipotesi semplificate che riguardano i settori direttamente attivati, quali fornitori dei beni e dei servizi necessari all'investimento o alla spesa aggiuntiva necessari per l'attuazione dello scenario PNIEC. L'analisi di impatto tiene conto di due circuiti moltiplicativi: quello della produzione e quello della redistribuzione del reddito.

Nel primo circuito l'incremento di domanda finale (ad esempio le spese di ristrutturazione degli edifici, gli investimenti in nuove tecnologie, ecc.) determina un incremento di produzione del settore direttamente interessato e, tramite la catena di approvvigionamento dei beni intermedi, anche in tutti gli altri settori che forniscono beni intermedi.

Il meccanismo di trasmissione si propaga nel secondo circuito: l'incremento di produzione, infatti, determina un incremento della remunerazione dei fattori produttivi; i redditi dei fattori vengono ridistribuiti tra le istituzioni, che a loro volta aumentano la domanda finale di beni e servizi. È questo secondo circuito moltiplicativo che differenzia la SAM dalla matrice di Leontief e che spiega i moltiplicatori maggiori della SAM rispetto alla matrice input - output.

Per valutare l'impatto dello scenario PNIEC, in cui gli investimenti complessivi in nuove tecnologie energetiche sono maggiori che nello scenario a politiche correnti, le valutazioni di impatto sono effettuate al netto di uno scenario controfattuale che considera i possibili impieghi alternativi delle risorse destinate agli investimenti addizionali richiesti dallo scenario PNIEC. Lo scenario controfattuale è stato costruito ipotizzando che gli investimenti siano ripartiti secondo proporzioni di spesa "storiche" degli agenti economici che operano la decisione di spesa. In tal modo i diversi impatti economici individuati sono dovuti non alla dimensione dell'investimento ma a quali settori economici vengono attivati nei due casi.

l'analisi si è concentrata sull'impatto degli investimenti in nuove tecnologie energetiche, trascurando gli impatti relativi alle modifiche nella ripartizione dei consumi, conseguenti alla realizzazione di risparmi dal lato delle bollette energetiche di imprese e famiglie e a una diversa utilizzazione dei redditi disponibili.

Per queste analisi di impatto è stata utilizzata la SAM stimata per l'anno 2010 dal CEIS - Tor Vergata con la seguente disaggregazione:

- 58 settori produttivi (25 servizi, 29 industria, 1 edilizia, 3 agricoltura);
- 2 fattori della produzione (lavoro e capitale);
- 4 istituzioni (famiglie, imprese, governo, formazione di capitale);
- Resto del mondo.

La tabella che segue mostra un quadro sintetico delle stime di impatto effettuate con la SAM. La tabella esamina esclusivamente l'impatto degli investimenti (non scontati)[48].

La prima colonna riporta gli investimenti addizionali previsti dallo scenario PNIEC. Gli investimenti sono calcolati per il periodo 2017-2030, raggruppati per categorie omogenee di tecnologie/interventi ed espressi in mld€/anno. Per alcune tipologie, lo scenario PNIEC prevede livelli di investimento inferiori allo scenario a politiche correnti. In tali situazioni l'investimento ha segno negativo così come l'impatto sulle grandezze macroeconomiche e sull'occupazione.

Le colonne successive rappresentano l'impatto degli investimenti aggiuntivi al netto del controfattuale.

[48] Sono esaminate soltanto le ricadute temporanee riguardo all'occupazione temporalmente limitata alla fase di progettazione, sviluppo, installazione e realizzazione del bene

Tabella 75 - Impatto netto degli investimenti aggiuntivi previsti dallo scenario Obiettivo. Media annua 2017-2030 [Fonte: ENEA]

	Media annua 2017-2030 (mld€/anno)	Valore Aggiunto (mln€/anno)	Imposte dirette (mln€/anno)	Imposte indirette nette (mln€/anno)	ULA (numero medio di occupati full-time/anno)
Centrali elettriche a fonti fossili	-0,2	-212	-58	-27	-2.188
Fotovoltaico	2,0	542	163	21	6.441
Altre FER	0,9	686	189	79	7.271
Industria	0,4	417	117	47	4.931
Usi elettrici e pdc residenziale	1,6	137	94	-147	5.052
Riscaldamento e usi cucina settore residenziale	-0,2	-24	-13	14	-743
Riqualificazione edifici residenziale	3,1	1.093	384	-157	13.341
Usi elettrici e pdc terziario	0,9	777	219	79	8.857
Riqualificazione edifici terziario	1,7	2.111	559	300	20.120
Riscaldamento terziario	-0,1	-56	-16	-6	-659
Trasporti famiglie	1,3	428	156	-89	4.701
Trasporti merci e bus	0,6	846	226	110	7.809
Totale	**12,1**	**6.745**	**2.022**	**224**	**74.935**

L'impatto occupazionale in termini di Unità di Lavoro (ULA) tiene conto di tre componenti:

- occupazione diretta, ricavata moltiplicando il vettore delle spese di investimento per i coefficienti di fabbisogno di lavoro di ciascun settore produttivo direttamente attivato;
- occupazione indiretta, che dipende dalla catena di approvvigionamento dei settori attivati dall'investimento;
- occupazione indotta, che dipende dalla fase di redistribuzione dei redditi ai fattori produttivi i quali riattivano a loro volta la domanda finale di beni e servizi.

Dalla tabella precedente appare evidente come l'impatto degli investimenti aggiuntivi previsti nello scenario PNIEC sia sempre maggiore dell'impatto dello scenario controfattuale in termini occupazionali, di incremento del valore aggiunto e di incremento delle entrate da imposte dirette.

Le imposte indirette nette in alcuni casi, ad esempio gli interventi nel settore residenziale o l'acquisto di autoveicoli, sono lievemente negative (perché nello scenario di intervento vengono attivati prevalentemente settori che ricevono contributi o che hanno aliquote IVA ridotte rispetto a quanto avviene nel controfattuale).

Complessivamente, l'insieme degli interventi valutati (11,6 mld€/anno di investimenti) potrebbe avere impatti netti positivi: 6,7 mld€/anno in più di valore aggiunto, un innalzamento della base

occupazionale di quasi 75.000 unità di lavoro/anno nell'arco del periodo in esame, e un incremento di gettito di circa 2,2 mld€/anno[49].

L'analisi secondo il modello GTAP-GDynE

Dopo avere osservato gli impatti degli interventi previsti nello scenario PNIEC all'interno dei confini nazionali, si analizzano, per lo stesso periodo, gli impatti macroeconomici in un contesto competitivo transnazionale, calcolati come differenza tra lo scenario PNIEC e quello a politiche correnti.

A tal fine, si è fatto ricorso a un modello di equilibrio economico generale ed è stata utilizzata una versione modificata del modello computazionale GDyn-E (Golub 2013), variante dinamico-ricorsiva del modello GTAP (Hertel 2017), con l'inclusione dell'elettricità prodotta da fonti rinnovabili (Peters, 2016).

Il modello rappresenta l'economia globale a scala multiregionale e multisettoriale grazie alla Base Dati GTAP v.9. Sono inclusi come agenti rappresentativi le imprese e le famiglie, e sono modellati i mercati settoriali e quelli dei fattori produttivi. Le principali assunzioni del modello sono: ipotesi di concorrenza perfetta, economie di scala costanti e piena occupazione.

Il modello include in totale 31 settori, di cui 16 energetici, comprensivi dei combustibili fossili e dell'elettricità prodotta da fonti fossili e rinnovabili, distinguendo la domanda di base e di picco. Per quanto riguarda i settori produttivi, il modello include i settori: agricoltura, servizi, industria (suddivisa in nove branche manifatturiere e in costruzioni) e trasporti, suddivisi in aereo, marittimo e su terra. I paesi e macroregioni rappresentati sono 17, tra cui sette paesi UE oltre all'Italia, tre appartenenti al resto dell'OCSE e otto al resto del mondo. Questa versione del modello GDyn-E ha permesso la valutazione degli impatti macroeconomici dello scenario PNIEC per l'Italia, con focus su PIL, valore aggiunto settoriale e competitività internazionale. Sebbene la decarbonizzazione possa comportare fenomeni di carbon leakage, nella modellazione non sono stati introdotti aggiustamenti tariffari o politiche di sostegno mirate a salvaguardare la competitività dei settori industriali nazionali.

L'armonizzazione del modello GDyn-E con il modello TIMES, utilizzato per la realizzazione degli scenari energetici per il PNIEC, ha riguardato in primo luogo l'adozione di ipotesi omogenee nello scenario a politiche correnti: i tassi di crescita ipotizzati per emissioni di CO_2, PIL, popolazione, forza lavoro e prezzi internazionali delle fonti fossili sono analoghi a quelli adottati nel modello TIMES, in linea con i trend dello scenario di Riferimento della Commissione Europea (EUref2016). Essendo GDyn-E un modello globale, i risultati ottenuti dalla sua applicazione dipendono molto dalle ipotesi fatte sugli altri Paesi e Regioni considerati nell'analisi. Per PIL, popolazione, forza lavoro ed emissioni dei Paesi UE sono state utilizzate le ipotesi contenute nello scenario EUref2016, mentre per tutti gli altri Paesi ci si è riferiti a proiezioni da World Bank, International Labour Organization e IEA (ETP 2017 Reference Scenario).

L'uso congiunto del modello GDyn-E con il TIMES Italia prevede l'allineamento della parte emissiva: lo scenario energetico è quindi usato come fornitore di input per GDyn-E sia nello scenario a politiche correnti che in quello PNIEC. Il sentiero emissivo dello scenario PNIEC è stato di conseguenza replicato in GDyn-E. Per gli altri paesi UE sono stati ipotizzati percorsi di riduzioni delle emissioni come nello scenario EUCO30+35 (E3MLab & IIASA, 2016), mentre per il resto del mondo percorsi come nell'IEA ETP 2017 New Policy Scenario (2SD). Si è cercato, quindi, di simulare un

[49] Le imposte indirette (IVA al netto dei contributi alla produzione) sono calcolate attraverso l'applicazione della SAM; le imposte dirette, invece, sono ottenute applicando un'aliquota media IRPEF ai redditi da lavoro indotti e un'aliquota media IRES ai redditi da capitale/impresa. La variazione del gettito dipende dalle maggiori entrate fiscali dai settori produttivi attivati nello scenario PNIEC rispetto al controfattuale.

quadro internazionale in cui ogni Paese contribuisce alla decarbonizzazione del proprio sistema energetico. Nel caso dell'Italia, l'uso congiunto dei due modelli vede anche un utilizzo dei consumi energetici primari e finali come variabili di controllo, cercando di allineare il più possibile i risultati del GDyn-E ai valori forniti da TIMES. A livello di misure specifiche è stato simulato in GDyn-E anche il phase out del carbone nella generazione elettrica, l'incremento del GNL e dell'elettrificazione nel settore dei trasporti e il mantenimento della producibilità del settore idroelettrico.

I risultati del modello GDyn-E mostrano un impatto modesto sul PIL indotto dallo scenario PNIEC. Fino al 2025 i tassi di crescita medi annui nei quinquenni di simulazione sono infatti in linea tra i due scenari, mentre nel quinquennio 2025-2030 si avrebbe un incremento minore del PIL nello scenario PNIEC rispetto a quello a politiche correnti (1,31% vs 1,48%). Da evidenziare che l'intensità energetica del PIL, calcolata come consumi primari/PIL, al 2030 si dimezzerebbe nello scenario PNIEC rispetto al 2011, riducendosi del 18% rispetto allo scenario a politiche correnti nello stesso anno, e favorendo un disaccoppiamento della crescita economica da consumi energetici ed emissioni.

Lo scenario PNIEC non mostra forti impatti sul valore aggiunto settoriale, che rimarrebbe in crescita rispetto al 2011 in oltre metà dei settori considerati, con tassi di poco inferiori allo scenario a politiche correnti. In particolare, si evidenzia un'espansione nei settori chimico e petrolchimico, metalmeccanico, e metalli non ferrosi a fronte di una contrazione del settore siderurgia e minerali non metallici (materiali da costruzione). Nel 2030, in entrambi gli scenari, si osserva una contrazione del settore industria che passa da un peso sul totale del 25% nel 2011 a un valore del 22%, e un aumento del settore servizi (da 71% nel 2011 a 74%). Lo stesso fenomeno si può osservare in termini di redistribuzione dell'occupazione settoriale. Analogamente a quanto osservato per il PIL, anche per quanto riguarda le intensità energetiche settoriali (calcolate come consumi finali/valore aggiunto) lo scenario PNIEC implicherebbe una riduzione generalizzata rispetto allo scenario a politiche correnti, così come una riduzione della quota delle spese energetiche sui costi di produzione settoriali.

In termini di commercio internazionale, si osserva in primo luogo una contrazione dell'import energetico, particolarmente nello scenario PNIEC, dove nel 2030 le importazioni si contraggono del 14% in termini fisici e del 13% in valore rispetto allo scenario a politiche correnti. Di riflesso, anche la dipendenza energetica si riduce sia rispetto al valore 2011 che rispetto allo scenario a politiche correnti, in linea con lo scenario energetico PNIEC. Le importazioni si riducono nella quasi totalità dei settori industriali considerati, a eccezione di siderurgia e minerali non metallici. Questi due settori vedono anche una riduzione delle esportazioni, coerentemente con quanto osservato in termini di valore aggiunto settoriale. Le esportazioni sono invece crescenti per tutti gli altri settori industriali analizzati, con tassi più elevati nel primo settore di export italiano, il metalmeccanico, e nel tessile.

Gli andamenti finora descritti implicano un complessivo miglioramento della competitività internazionale nel settore manifatturiero, come mostrato dal saldo della bilancia commerciale settoriale, in espansione nei settori cartario, alimentare, metalmeccanico e tessile. Analizzando il ranking dell'Italia nei suoi principali settori di export, lo scenario PNIEC non produce impatti rispetto allo scenario a politiche correnti, non alterando il posizionamento del nostro Paese rispetto ai suoi principali partner commerciali. Per ciò che concerne la bilancia commerciale bilaterale si evidenzia un miglioramento generalizzato rispetto ai principali partner commerciali dell'Italia, una contrazione delle importazioni (-1% dalla Cina, -9% dalla Russia e -9% dai paesi OPEC) e una espansione delle esportazioni primariamente verso gli altri paesi europei.

Impatti sociali del phase out del carbone

Come emerge dalle valutazioni precedentemente descritte, effettuate tramite il modello standard input/output (elaborazioni GSE), si stimano in oltre 3.800 le Unità di Lavoro dirette e indirette

(equivalenti a tempo pieno) impiegate nell'anno 2017 per la generazione elettrica da centrali a carbone.

Attualmente, in Italia risultano in esercizio 8 centrali termoelettriche a carbone generalmente situate in area a spiccata vocazione industriale:

- Centrale di Fiumesanto (SS): 2 sezioni a carbone da 320 MW.
- Centrale di Monfalcone (GO): 2 sezioni alimentate a carbone da 165 e 171 MW.
- Centrale di Torrevaldaliga nord (RM): 3 sezioni da 660 MW riconvertite a carbone.
- Centrale di Brescia: 1 sezione da 70 MW a carbone.
- Centrale di Brindisi sud: 4 unità ciascuna da 660 MW alimentate a carbone.
- Centrale del Sulcis (CA): 1 unità da 340 MW alimentata a carbone.
- Centrale di Fusina (VE): 4 unità da 320 MW alimentate a carbone.
- Centrale di La Spezia: 1 unità da 600 MW alimentata carbone.

Figura 72 - Parco nazionale di generazione termoelettrica a carbone [Fonte: Assocarboni]

Il phase out del carbone sarà accompagnato, in ottica di assicurare una transizione energetica equa, da misure a tutela dei lavoratori per lo sviluppo e la riqualificazione occupazionale, la lotta alla povertà e alle diseguaglianze, la salvaguardia dei territori di appartenenza.

Per dare risposte efficaci a tali sfide si sta agendo su più fronti:

- normativo, mediante leggi a tutela dei lavorati interessati dal phase out del carbone;
- istituzionale, rafforzando il dialogo tra istituzioni nazionali e locali e tra istituzioni e rappresentanze dei lavoratori;
- aziendale mediante il coinvolgimento dei datori di lavoro e dei lavoratori in progetti di riqualificazione anche sostenuti dalle politiche pubbliche.

Dal punto di vista normativo, mediante il Decreto Legge 101 del 3 settembre 2019 si è stabilito che la quota eccedente i 1.000 mln€ dei proventi derivanti dalle aste di allocazione delle quote EU ETS, per un ammontare massimo di 20 mln€ annui, dal 2020 al 2024 è indirizzata al "Fondo per la

riconversione occupazionale nei territori in cui sono ubicate centrali a carbone" da istituire presso il Ministero dello Sviluppo Economico.

Dal punto di vista istituzionale, la valutazione delle modifiche infrastrutturali eventualmente necessarie ai fini della concreta attuazione del phase out del carbone dalla produzione elettrica si baseranno sul confronto in appositi tavoli settoriali promossi dal Ministero dello Sviluppo Economico (per zone di mercato elettrico e specifico per la Sardegna), con gli operatori, le autonomie locali, Terna e le parti sociali. I tavoli hanno lo scopo di valutare le condizioni tecniche e normative, le infrastrutture necessarie, nonché le modalità di salvaguardia dell'occupazione. Inoltre, nell'ottica di una transizione energetica giusta, con il coordinamento del Gestore dei Servizi Energetici e in collaborazione coi suddetti tavoli, si svilupperà un monitoraggio specifico degli effetti socio economici, in particolare su occupazione e distribuzione del reddito, delle misure del PNIEC con particolare attenzione alle Regioni industriali e ad alta intensità di carbonio particolarmente interessate dalle politiche di decarbonizzazione.

Infine, un interessante progetto che integra politiche private e pubbliche e dialogo tra datori di lavoro e parti sociali è stato messo in atto da Enel S.p.A. (ex gestore unico nazionale delle attività inerenti la produzione, trasformazione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica). Si tratta del progetto "Futur - E" che prevede la dismissione di 23 vecchi impianti termoelettrici non più economicamente remunerativi e ambientalmente sostenibili con potenza pari a 13 GW, tra cui alcuni impianti alimentati a carbone. Il progetto prevede:

- la riqualificazione e ricollocazione dei lavoratori eccedenti mediante accordi e negoziati, basati sul confronto tra l'impresa, i lavoratori e i loro rappresentanti e sull'integrazione tra le politiche aziendali e quelle pubbliche;
- la riconversione e riqualificazione dei siti dismessi con attenzione alla salvaguardia dell'indotto.

Delle 23 centrali termoelettriche interessate dal progetto, 12 prevedono a oggi un piano di riconversione avviato, con proposte che vanno dal riutilizzo degli impianti a fini turistico/ricettivi, poli biotecnologici, centri multifunzionali, valorizzazione delle eccellenze enogastronomiche locali, centri logistici, ecc.

Impatti possibili su occupazione, istruzione e competenze a livello sociale compresi gli aspetti della transizione equa

L'Istituto Nazionale per l'Analisi delle Politiche Pubbliche (INAPP) su mandato del Ministero del Lavoro e delle Politiche Sociali, ha realizzato un sistema informativo su professioni, occupazione e fabbisogni professionali che ha messo in relazione il sistema economico-produttivo e il sistema istruzione/formazione professionale. Tale apparato informativo è concepito per garantire un doppio livello di lettura temporale dei dati: previsioni di assunzione a breve termine e fabbisogni professionali contingenti; previsioni di occupazione di medio termine e anticipazione dei fabbisogni professionali a cinque anni. In questo quadro, nel 2019, INAPP ha analizzato i futuri fabbisogni [50]nel settore della fornitura di energia elettrica, gas, acqua e vapore (ATECO 35), alla luce degli odierni orientamenti istituzionali e regolatori, con particolare riferimento al PNIEC. L'analisi, condotta avvalendosi di un Tavolo di esperti appositamente costituito[51], ha lo scopo di:

- identificare le figure professionali maggiormente coinvolte e maggiormente trasformate da qui a 5 anni;

[50] Si tratta di uno studio di anticipazione dei fabbisogni professionali realizzato con metodologie di scenario nell'ambito del Piano operativo Nazionale Sistemi di politiche attive per l'occupazione (PON SPAO) Programmazione FSE 2013-2020

[51] Al Tavolo di esperti sono stati invitati a partecipare: il MiSE, il GSE, i sindacati, le imprese e le associazioni di categoria del settore.

- indentificare le nuove competenze e le competenze innovate;
- aggiornare e implementare la banca dati INAPP Professioni;
- produrre suggerimenti sugli elementi curriculari che andrebbero innovati/inseriti per adeguare l'unità professionale al cambiamento.

Per la realizzazione della suddetta analisi sono stati necessari i seguenti passaggi:

- definizione statistica del settore e mappatura di prodotti/servizi e processi di produzione che caratterizzano l'attuale scenario e analisi delle principali dinamiche economici e occupazionali;
- identificazione dei trend e driver che segneranno il prossimo futuro e loro combinazione ai fattori chiave del cambiamento;
- identificazione, in rapporto a tali cambiamenti, delle trasformazioni dei ruoli e dei compiti professionali;
- ricognizione, in rapporto ai cambiamenti di ruolo e compiti, delle competenze professionali emergenti;
- analisi dell'incidenza e delle implicazioni di tali cambiamenti per le figure professionali impegnate nel settore;
- disegno e rappresentazione del mutamento delle caratteristiche professionali.

Il settore oggetto di studio è contenuto all'interno della sezione D "Fornitura di energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata" della classificazione ATECO 2007, ed è ricompreso interamente nella divisione 35, che include tutte le attività che vanno dalla generazione, alla fornitura, trasmissione e commercializzazione di energia elettrica, gas naturale, vapore e aria condizionata (calda o fredda). Dall'analisi degli ultimi dati Istat disponibili quando è stato redatto lo studio (2017), emerge che si tratta di un settore capital intensive, dove un fatturato di oltre 168 mld€ è realizzato con una forza lavoro di circa 88 mila unità. Le aziende con oltre 250 addetti assorbono il 69% della forza lavoro a fronte del 23% fatto registrare dell'intera industria. Il settore elettrico è caratterizzato da una profonda eterogeneità tra un piccolo nucleo di imprese di grandissime dimensioni (le grandi imprese sono l'1,4% del totale e impiegano da sole il 70,1% della forza lavoro) e un ampio numero di piccoli operatori attivi principalmente nel campo delle energie rinnovabili (il 95,5% delle imprese ha meno di 49 dipendenti e assorbe complessivamente poco meno del 20% dell'occupazione). Il settore del gas, invece, si mostra molto meno polarizzato, con il 2,2% delle imprese con più di 250 dipendenti che impegnano il 50% della forza lavoro e la restante parte degli occupati si distribuisce tra la classe minore fino a 49 addetti (24,5% della forza lavoro e 88% delle imprese) e la classe intermedia tra 50 e 249 addetti dove si colloca l'altro 25% degli occupati e 10% delle imprese. Altri dati interessanti che caratterizzano il settore sono:

- l'utilizzo prevalente di lavoro cosiddetto "standard" ossia tempo pieno e con durata non predeterminata;
- specializzazione mediamente a maggior livello di qualificazione rispetto all'universo dell'industria;
- forte sbilanciamento verso una presenza di genere maschile (quasi 81% nell'elettrico e 76% nel gas);
- limitata presenza di stranieri che si attestano al 3,4% nel comparto elettrico e al 2,6% in quello del gas, a fronte del 12% che caratterizza il sistema industriale italiano;
- composizione generazionale della forza lavoro, la cui componente sopra i 50 anni impiegata nel settore, infatti, risulta estremamente rilevante, attestandosi al 45% nel comparto elettrico e al 49% in quello del gas.

Sono stati, poi, individuati i fattori di cambiamento che potrebbero avere un impatto significativo in termini di richiesta di competenze e figure professionali:

- cambiamento climatico ed estremizzazione dei fenomeni meteorologici;

- transizione energetica: decarbonizzazione, fonti rinnovabili ed efficienza energetica;
- passaggio da un sistema di approvvigionamento multivettore a uno prevalentemente monovettoriale basato sull'energia elettrica;
- ricerca continua e nuove tecnologie digitali;
- liberalizzazioni e concorrenza crescente non solo sull'energia prodotta ma anche su una serie di servizi di natura secondaria e sulla qualità intesa come tracciabilità, eco sostenibilità rispetto del territorio e RSI;
- crescente importanza del marketing e sviluppo delle attività di vendita on-line;
- redistribuzione della produzione di energia e crescente importanza del territorio come luogo di confronto con le autorità e le popolazioni locali;
- crescita demografica a livello mondiale e conseguente crescita dei consumi.

In base ai fattori sopra elencati si è ipotizzato quali potranno essere i cambiamenti più significativi nelle professioni tipiche del comparto e individuato le competenze che possono essere a essi associate, ossia:

1. essere in grado di sviluppare approcci orientati all'autodiagnosi, all'autocorrezione e al miglioramento continuo;
2. essere in grado di prendere decisioni in relazione ai compiti presidiati e a sostegno della propria autonomia lavorativa;
3. essere in grado di promuovere e di partecipare efficacemente ad attività fondate sulla interazione tra differenti snodi della catena delle responsabilità e sulla collaborazione di tipo verticale e orizzontale;
4. essere in grado di gestire i processi di cambiamento degli assetti organizzativi aziendali nell'ottica di una crescente valorizzazione del capitale umano;
5. essere in grado di recepire le esigenze della clientela per lo sviluppo di prodotti e servizi;
6. essere in grado di presidiare la strategia distributiva di acquisto e di vendita di prodotti e servizi;
7. essere in grado di comunicare efficacemente informazioni rilevanti su processi, prodotti, servizi e soluzioni;
8. essere in grado di individuare e presidiare i processi logistici, interni ed esterni all'azienda, che permettono al prodotto/servizio di essere distribuito dal luogo di produzione al cliente finale;
9. essere in grado di interagire positivamente all'interno di contesti interculturali e multidisciplinari;
10. essere in grado di prendere decisioni in relazione al proprio contesto di riferimento attraverso l'acquisizione di set informativi pertinenti in tempi utili;
11. essere in grado di promuovere l'analisi dei rischi all'interno dei processi aziendali;
12. essere in grado di trasferire costantemente know how innovativo all'interno dei processi produttivi, organizzativi e di ricerca;
13. essere in grado di interpretare e applicare normative generali e specifiche in relazione al sistema aziendale/organizzativo locale, nazionale (e internazionale) di riferimento;
14. essere in grado di selezionare le tecnologie più appropriate nella gestione e nello sviluppo dei processi produttivi aziendali;
15. essere in grado di utilizzare sistemi informativi e strumenti di comunicazione web based nella gestione ordinaria dei processi aziendali

Le competenze elencate in precedenza sono state incrociate con le Unità Professionali (UP) ritenute maggiormente coinvolte nello scenario di transizione energetica. Di seguito l'elenco delle Unità Professionali selezionate.

Tabella 76: £lenco delle Unità Professionali selezionate.

Nomenclatura e classificazione delle Unità Professionali selezionate (ISTAT)	Descrizione delle Unità Professionali selezionate
1.2.1.2.0	Imprenditori e amministratori di grandi aziende che operano nell'estrazione dei minerali, nella manifattura, nella produzione e distribuzione di energia elettrica, gas e acqua e nella gestione dei rifiuti
1.3.1.2.0	Imprenditori e responsabili di piccole aziende che operano nell'estrazione di minerali, nella manifattura, nella produzione e distribuzione di energia elettrica, gas e acqua e nelle attività di gestione dei rifiuti (produttori e distributori)
2.2.1.1.1	Ingegneri meccanici
2.2.1.1.4	Ingegneri energetici e nucleari
2.2.1.3.0	Ingegneri elettrotecnici e dell'automazione industriale
2.2.1.4.1	Ingegneri elettronici
2.2.1.6.1	Ingegnere ambientale
2.5.1.5.1	Specialisti nell'acquisizione di beni e servizi
2.5.1.5.2	Specialisti nella commercializzazione di beni e servizi (escluso il settore ICT)
3.1.3.3.0	Elettrotecnici
3.1.3.6.0	Tecnici del risparmio energetico e delle energie rinnovabili
3.1.4.2.1	Tecnici della produzione di energia termica ed elettrica
3.1.4.2.3	Tecnici dell'esercizio di reti di distribuzione di energia elettrica
3.1.8.3.1	Tecnici del controllo ambientale
6.2.4.1.1	Installatori e riparatori di impianti elettrici industriali
6.2.4.1.4	Installatori e riparatori di apparati di produzione e conservazione dell'energia elettrica

Inoltre, nello studio si evidenzia che la transizione energetica porterà a un sempre maggior coinvolgimento delle figure professionali di statistico, di matematico e di meteorologo. Si tratta dei cosiddetti data scientists che contribuiscono alla creazione di nuove mansioni lavorative all'interno del settore energetico, in cui le tecnologie abilitanti dell'Industria 4.0 (Internet of Things, intelligenza artificiale, big data, robotica, ecc.) trovano forme di sviluppo e applicazioni maggiormente cogenti rispetto ad altri settori. Ciò richiede la presenza di figure professionali in grado di analizzare una vasta mole di dati rilevanti necessari alle attività e ai processi produttivi.

Nella successiva tabella è stato determinato quale importanza possa avere, in futuro, una determinata competenza all'interno delle specifiche Unità Professionali selezionate, secondo i seguenti criteri:

- livello di importanza elevato (colore rosso): per affrontare le modificazioni dei compiti professionali e degli obiettivi richiesti dalla professione, il soggetto non può fare a meno di possedere tali competenze in maniera approfondita;
- livello di media importanza (colore verde): per affrontare le modificazioni dei compiti connessi alla UP e degli obiettivi richiesti dalla professione, il soggetto ha necessità di possedere immediatamente gli elementi di base di tali competenze la cui acquisizione e completa padronanza potrà essere dilazionata nel tempo ma comunque dovrà essere acquisita;
- livello di sufficiente importanza (colore giallo): per affrontare le modificazioni dei compiti connessi alla UP e degli obiettivi richiesti dalla professione, il soggetto ha necessità di possedere gli elementi di base che caratterizzano la competenza professionale soprattutto per una migliore comprensione e possibilità di interazione all'interno e all'esterno del posto di lavoro;
- livello di scarsa importanza (colore bianco) si è ritenuto che quel tipo di competenza, per quella specifica professione, non è sufficientemente rilevante.

Tabella 77: Incrocio tra le competenze individuate e le Unità professionali selezionate

Competenze selezionate	Molto importante	Importante	Poco importante	Ininfluente	Unità Professionali selezionate												
					1.2.1.2.0	1.3.1.2.0	2.2.1.1	2.2.1.6.1	2.5.1.5.1	2.5.1.5.2	3.1.3.3.0	3.1.3.6.0	3.1.4.2.1	3.1.4.2.3	3.1.8.3.1	6.2.4.1.1	6.2.4.1.4.
Essere in grado di sviluppare approcci orientati all'autodiagnosi, all'autocorrezione e al miglioramento continuo																	
Essere in grado di prendere decisioni in relazione ai compiti presidiati e a sostegno della propria autonomia lavorativa																	
Essere in grado di promuovere e di partecipare efficacemente ad attività fondate sulla interazione tra differenti snodi della catena delle responsabilità e sulla collaborazione di tipo verticale e orizzontale																	
Essere in grado di gestire i processi di cambiamento degli assetti organizzativi aziendali nell'ottica di una crescente valorizzazione del capitale umano																	
Essere in grado di recepire le esigenze della clientela per lo sviluppo di prodotti e servizi																	
Essere in grado di presidiare la strategia di acquisto e di vendita di prodotti e servizi																	
Essere in grado di comunicare efficacemente informazioni rilevanti su processi, prodotti, servizi e soluzioni																	
Essere in grado di prendere decisioni in relazione al proprio contesto di riferimento attraverso l'acquisizione di set informativi pertinenti in tempi utili																	

Essere in grado di individuare e presidiare i processi logistici, interni ed esterni all'azienda, che permettono al prodotto/servizio di essere distribuito dal luogo di produzione al cliente finale													
Essere in grado di interagire positivamente all'interno di contesti interculturali e multidisciplinari													
Essere in grado di promuovere l'analisi dei rischi dei processi aziendali													
Essere in grado di trasferire costantemente set di nuovi saperi all'interno dei processi produttivi, organizzativi e di ricerca													
Essere in grado di interpretare e applicare normative generali e specifiche in relazione al sistema aziendale/organizzativo locale, nazionale (e internazionale) di riferimento													
Essere in grado di selezionare le tecnologie più appropriate nella gestione e nello sviluppo dei processi produttivi aziendali													
Essere in grado di utilizzare sistemi informativi e strumenti di comunicazione web based nella gestione ordinaria dei processi aziendali													

Dallo studio emerge, infine, come l'attuale offerta proveniente dall'istruzione e dalla formazione professionale italiana (IFP) risponde solo in parte alla domanda di competenze per il futuro, mentre la richiesta di nuove competenze appare molto sviluppata. L'individuazione dei fabbisogni futuri per grappoli di competenze mette in luce come la richiesta maggiore, come era lecito attendersi, riguardi le competenze tecnologiche e digitali nonché quelle di natura trasversale. Seguono quelle relative al marketing, alle specializzazioni e infine quelle manageriali e relative al funzionamento degli impianti e alla manutenzione.

L'attuale offerta IFP non sembra ancora includere adeguatamente questi nuovi insiemi di competenze nei programmi di istruzione e formazione. Il sondaggio rivolto agli erogatori di IFP ha evidenziato, infatti, la debolezza dell'offerta in relazione alle figure professionali maggiormente rilevanti per il futuro tracciando la distanza tra l'offerta già disponibile e quella necessaria a un equilibrato sviluppo del settore.

5.3 Quadro delle necessità di investimenti

i. Flussi di investimenti esistenti e previsioni di investimento per quanto riguarda le politiche e le misure previste

Il conseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione del Piano energia e clima (scenario PNIEC) richiede un rilevante impegno in termini di investimenti incrementali rispetto allo scenario a politiche correnti.

Con riferimento all'intero sistema energetico nazionale, si stima che, nel periodo 2017-2030, occorrano oltre 180 mld€ di investimenti aggiuntivi cumulati rispetto allo scenario a politiche correnti (pari a un incremento del 18% nel periodo considerato). Tali investimenti sarebbero indirizzati a soluzioni ad alto contenuto tecnologico e di innovazione, che dovrebbero incidere sia dal lato della trasformazione e dell'offerta dell'energia sia da quello del suo utilizzo finale. Di rilevante entità sono gli investimenti aggiuntivi per lo sviluppo delle fonti rinnovabili: si stima che nel solo settore fotovoltaico occorrano circa 27,5 mld€ di investimenti aggiuntivi nel periodo 2017 - 2030 per realizzare gli obiettivi dello scenario PNIEC rispetto a quanto previsto nello scenario a politiche correnti.

Tabella 78 - Investimenti in tecnologie, processi e infrastrutture necessari per l'evoluzione del sistema energetico[52] [Fonte: RSE]

	Evoluzione a politiche correnti	**Investimenti per il PNIEC**	
Settore	**Costi cumulati (2017 -2030) [mld€]**	**Costi cumulati (2017 -2030) [mld€]**	**Delta [mld€]**
Residenziale	117	180	63
Terziario	55	90	35
Industria	27	33	6
Teleriscaldamento (solo distribuzione)	1	2	1
Trasporti (solo veicoli)	732	759	27
Settore elettrico (impianti di generazione)	47	85	38
Sistema elettrico (reti, accumuli)	30	46	16
Totale	**1.008**	**1.194**	**186**

Con riferimento al sistema elettrico, invece, si prevede di garantirne l'abilitazione allo sviluppo delle fonti rinnovabili non programmabili previsto nello scenario PNIEC con investimenti nel periodo 2017-2030 non inferiori a 46 mld€ (+16 mld€ rispetto allo scenario a politiche correnti): 26 mld€ per interventi sulle reti di distribuzione, almeno 10 mld€ per lo sviluppo della rete di trasmissione nazionale e altri 10 mld€ per realizzare nuovi sistemi di accumulo sulle reti (pompaggi e batterie). Si valuta che a tali investimenti si debbano aggiungere altri 3,7 mld€ per la diffusione di batterie direttamente accoppiate agli impianti da fonti rinnovabili (investimenti sostenuti direttamente da produttori a autoproduttori).

[52] Gli investimenti sono contabilizzati negli scenari energetici realizzati con il modello TIMES da RSE.

Tabella 79 - Investimenti necessari per l'esecuzione degli interventi di adeguamento del sistema elettrico [Fonte: RSE]

Settore	Voce di investimento	Investimenti cumulati 2017-30 [mln€]
Rete di distribuzione (MT / BT)	Cabine primarie	2.250
	Cabine secondarie	4.100
	Linee MT+BT	9.850
	Telecontrollo	650
	Altro (incluso metering e resilienza)	8.850
	Totale distribuzione	**25.700**
Sviluppo RTN (AT)	PdS 2017	7.800
	Piano di difesa	700
	Ulteriori investimenti necessari per gli obiettivi 2030: potenziamento di almeno 1000 MW di capacità di trasporto della dorsale adriatica (inserito nel PdS 2018)	2.000
	Totale RTN	**10.500**
TOTALE RETI		**36.200**
Altri investimenti in valutazione	Cavo HVDC Sardegna-Sicilia-Sud (proposto nel PdS 2018)	2.600

ii. Fattori di rischio del settore o del mercato oppure ostacoli nel contesto nazionale o regionale

iii. Analisi del sostegno o delle risorse finanziarie pubblici aggiuntivi per colmare le lacune identificate al punto ii)

5.4 Impatto delle politiche e delle misure previste di cui alla sezione 3 su altri Stati membri e sulla cooperazione regionale almeno fino all'ultimo anno del periodo contemplato dal piano, incluso un confronto con le proiezioni con politiche e misure vigenti

i. Impatto sul sistema energetico negli Stati membri limitrofi e nella regione nella misura del possibile

La cooperazione regionale porterà alla individuazione di ambiti di collaborazione sia tecnologici che di scambi di migliori pratiche che daranno luogo alla creazione di importanti nuove sinergie nei diversi ambiti di collaborazione con gli altri Paesi membri.

Dal punto di vista infrastrutturale, l'inaugurazione dell'interconnessione elettrica tra Italia e Montenegro porterà a una maggiore integrazione dei rispettivi mercati con impatti sulla sicurezza e sostenibilità degli approvvigionamenti energetici.

Inoltre, gli argomenti individuati come potenziali per collaborazioni regionali potranno effettivamente dar luogo a progetti comuni.

ii. Impatto sui prezzi dell'energia, sui servizi di pubblica utilità e sull'integrazione del mercato dell'energia

L'impatto delle iniziative di cooperazione regionale sui prezzi dell'energia si prevede porterà a un'iniziale stabilizzazione degli stessi, che dovrebbero successivamente ridursi e allinearsi maggiormente con i livelli europei. Per quel che concerne i servizi di pubblica utilità le conseguenze di una più intensa collaborazione dovrebbero sostanziarsi prevalentemente in un miglioramento della qualità ambientale dei trasporti e, di conseguenza, dell'aria. L'integrazione del mercato dell'energia trarrà notevoli benefici dalle nuove interconnessioni e dal miglioramento di quelle esistenti, così come dall'incremento del market coupling con i Paesi limitrofi verso una convergenza dei mix energetici.

iii. Se del caso, impatto sulla cooperazione regionale

PARTE 2 - Elenco dei parametri e delle variabili da riportare nella sezione B dei piani nazionali [53] [54] [55] [56]

La sezione B, "Base analitica", del Piano è stata sviluppata considerando la maggior parte dei parametri, delle variabili, dei bilanci energetici e degli indicatori di seguito elencati. Parte di tali variabili e indicatori sono espressamente contenuti nella sezione B del Piano.

1 Parametri e variabili generali

1) Popolazione [milioni]
2) PIL [mln€]
3) Valore aggiunto lordo per settore (compresi i principali settori industriali, dell'edilizia, dei servizi e agricoli) [mln€]
4) Numero di famiglie [migliaia]
5) Dimensione delle famiglie [abitanti/nuclei familiari]
6) Reddito netto delle famiglie [€]
7) Numero di passeggeri-chilometro: tutti i modi di trasporto, ossia ripartiti tra strada (automobili e autobus separatamente se possibile), ferrovia, aereo e navigazione interna (se del caso) [milioni di passeggeri/km]
8) Tonnellate-chilometro per il trasporto merci: tutti i modi di trasporto, a eccezione del trasporto marittimo internazionale, ossia ripartite tra strada, ferrovia, aereo, navigazione interna (vie navigabili interne e trasporto marittimo nazionale) [mln t/km]
9) Prezzi internazionali dell'importazione di petrolio, gas e carbone [€/GJ o €/tep] sulla base delle raccomandazioni della Commissione
10) Prezzo del carbonio nell'ambito del sistema ETS dell'UE [€/quota di emissioni] sulla base delle raccomandazioni della Commissione
11) Ipotesi circa i tassi di cambio dell'euro e del dollaro USA (se del caso) [€/valuta e $/valuta]
12) Numero di gradi-giorno di riscaldamento (HDD)
13) Numero di gradi-giorno di raffreddamento (CDD)
14) Ipotesi circa i costi tecnologici utilizzate nella modellizzazione per le principali tecnologie pertinenti

[53] *Per il piano relativo al periodo 2021-2030: per ciascun parametro/variabile nell'elenco, le tendenze nel periodo 2005-2040 (o 2005-2050 ove opportuno), incluso per il 2030, a intervalli di cinque anni sono segnalate nelle sezioni 4 e 5. Indicare i parametri basati su ipotesi esogene o sulla modellizzazione della produzione*

[54] *Per quanto possibile, i dati comunicati e le proiezioni fornite si basano su idati Eurostat e sulla metodologia utilizzata per la comunicazione dei dati statistici europei nelle rispettive legislazioni settoriali e sono coerenti con tali dati e tale metodologie, in quanto le statistiche europee sono la fonte primaria di dati statistici utilizzati per la comunicazione e il monitoraggio ai sensi del Regolamento (CE) n. 223/2009 relativo alle statistiche europee*

[55] *N.B.: tutte le proiezioni devono essere effettuate sulla base di prezzi costanti (si utilizzano come riferimento i prezzi del 2016)*

[56] *La Commissione formula raccomandazioni per i parametri principali per le proiezioni, almeno relativamente ai prezzi delle importazioni di petrolio, gas e carbone, nonché ai prezzi del carbonio nell'ambito del sistema ETS dell'UE*

Tabella 80: Parametri e variabili generali

Parametri e variabili generali	Unità	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Popolazione	milioni	57,9	59,2	60,8	61,2	62,2	63,3	64,4	65,4
PIL	mln€ (2010)	1.629.932	1.604.515	1.557.180	1.666.404	1.766.986	1.874.834	2.019.407	2.182.555
Valore aggiunto lordo, per settore									
Agricoltura	mln€ (2010)	28.574	28.417	29.221	28.673	29.464	29.973	30.632	31.395
Costruzioni	mln€ (2010)	92.122	81.207	63.627	67.443	70.621	75.028	81.704	89.549
Servizi	mln€ (2010)	1.053.895	1.063.043	1.055.278	1.125.810	1.203.401	1.284.487	1.392.898	1.513.262
Settore energetico	mln€ (2010)	27.462	25.238	19.745	19.656	20.228	21.161	22.058	23.415
Industria	mln€ (2010)	262.986	245.341	243.809	268.194	276.476	286.360	299.515	315.670
Numero di famiglie	milioni	23,6	24,5	25,9	26,3	27,0	27,7	28,4	29,2
Dimensione delle famiglie	abitanti/famiglia	2,5	2,4	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,2
Numero di passeggeri-km	milioni pkm	934.705	959.227	939.935	996.913	1.011.175	1.044.145	1.066.586	1.086.495
Trasporto pubblico su strada	milioni pkm	101.454	109.322	102.605	105.080	107.022	108.901	112.051	112.281
Auto private	milioni pkm	680.000	698.390	676.350	717.501	714.012	724.982	730.551	736.163
Motoveicoli	milioni pkm	49.212	41.480	41.300	40.966	41.442	42.321	44.314	46.401
Trasporto su rotaia	milioni pkm	56.400	54.300	58.900	64.919	73.433	87.268	91.549	96.040
Aerei	milioni pkm	42.655	50.904	55.919	63.446	70.138	75.439	82.748	90.020
Navigazione interna	milioni pkm	4.983	4.831	4.861	5.001	5.127	5.234	5.373	5.590
Numero di tonnellate-km	milioni di tkm	269.484	268.341	218.909	235.774	249.073	262.740	274.132	282.832
Strada	milioni di tkm	192.400	201.593	150.237	160.580	169.946	179.773	187.361	190.715
Rotaia	milioni di tkm	22.761	18.600	20.781	24.506	26.136	27.701	29.112	31.241
Navigazione interna	milioni di tkm	54.323	48.148	47.891	50.687	52.991	55.266	57.659	60.877
Prezzi internazionali dei combustibili									
Petrolio	€2013/GJ			7,5	11,6	13,2	14,5	15,1	16,0
Gas (GCV)	€2013/GJ			6,0	7,5	8,1	8,8	9,4	9,7
Carbone	€2013/GJ			1,8	2,2	2,6	3,2	3,4	3,5
Prezzo CO_2 - settore ETS	€2016/tCO_2			7,8	15,5	23,3	34,7	43,5	51,7
Tassi di cambio dollaro/euro	$/€	1,2	1,3	1,1	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
gradi-giorno di riscaldamento (HDD)		2.051	1.992	1.818	1.802	1.787	1.775	1.763	1.753
gradi-giorno di raffrescamento (CDD)		519	534	569	583	597	611	623	636

2 Bilanci e indicatori energetici

2.1 Approvvigionamento energetico

1) Produzione interna per tipo di combustibile (tutti i prodotti energetici prodotti in quantità significative) [ktep]
2) Importazioni nette per tipo di combustibile (compresa l'energia elettrica e suddivise in importazioni nette intra ed extra UE) [ktep]
3) Dipendenza dalle importazioni da paesi terzi [%]
4) Principali fonti d'importazione (paesi) dei principali vettori energetici (compresi gas ed energia elettrica)

5) Consumo interno lordo per tipo di combustibile (inclusi i solidi, tutti i prodotti energetici: carbone, petrolio greggio e prodotti petroliferi, gas naturale, energia nucleare, energia elettrica, calore derivato, rinnovabili, rifiuti) [ktep]

2.2 Energia elettrica e termica

1) Produzione lorda di energia elettrica [GWh]
2) Produzione lorda di energia elettrica per combustibile (tutti i prodotti energetici) [GWh]
3) Quota di cogenerazione di calore ed energia elettrica sul totale di generazione di energia elettrica e calore [%]
4) Capacità di generazione di energia elettrica per fonte, compresi i ritiri e i nuovi investimenti [MW]
5) Calore prodotto dalla generazione di energia termica
6) Calore prodotto da impianti di cogenerazione, compreso il calore di scarto derivante da impianti industriali
7) Capacità di interconnessione transfrontaliere per il gas e l'energia elettrica [definizione per l'energia elettrica in linea con l'esito delle discussioni in corso sulla base dell'obiettivo di interconnessione del 15%] e tasso di utilizzo previsto

2.3 Settore delle trasformazioni

1) Combustibile di alimentazione per la generazione di energia termica (compresi solidi, petrolio, gas) [ktep]
2) Combustibile di alimentazione per altri processi di conversione [ktep]

2.4 Consumi energetici

1) Consumo di energia primaria e finale [ktep]
2) Consumo di energia finale per settore (compresi i settori industriale, residenziale, terziario, agricolo e dei trasporti - ripartito fra trasporto passeggeri e trasporto merci, se disponibile) [ktep]
3) Consumo di energia finale per combustibile (tutti i prodotti energetici) [ktep]
4) Consumo non energetico finale [ktep]
5) Intensità di energia primaria per l'economia nel suo insieme (consumo di energia primaria/PIL) [tep/€]
6) Intensità di energia finale per settore (compresi i settori industriale, residenziale, terziario e dei trasporti ripartito fra trasporto passeggeri e trasporto merci, se disponibile)

2.5 Prezzi

1) Prezzi dell'energia elettrica per tipologia di settore di utilizzo (residenziale, industriale, terziario)
2) Prezzi nazionali di vendita al dettaglio dei combustibili (incluse le imposte, per fonte e settore) [€/ktep]

2.6 Investimento

Costi di investimento nei settori della trasformazione, dell'approvvigionamento, della trasmissione e della distribuzione di energia

2.7 Energia rinnovabile

1) Consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili e quota di energia rinnovabile nel consumo finale lordo di energia, per settore (energia elettrica, riscaldamento e raffreddamento, trasporti) e per tecnologia
2) Cogenerazione di calore e di energia elettrica da energie rinnovabili negli edifici; include, ove disponibili, dati disaggregati sull'energia prodotta, consumata e immessa in rete dai sistemi solari fotovoltaici, dai sistemi solari termici, dalla biomassa, dalle pompe di calore, dai sistemi geotermici nonché da tutti gli altri sistemi di energia rinnovabile decentrati
3) Se del caso, altre traiettorie nazionali, incluse le traiettorie a lungo termine o settoriali (quota di biocarburanti prodotti da colture alimentari e di biocarburanti avanzati, quota di energia rinnovabile nel teleriscaldamento, nonché l'energia rinnovabile prodotta dalle città e dalle comunità produttrici/consumatrici di energia ai sensi dell'articolo 22 della [rifusione della Direttiva 2009/28/CE, proposta da COM(2016) 767])

3 Indicatori relativi alle emissioni e agli assorbimenti di gas a effetto serra

1) Emissioni di gas a effetto serra per settore programmatico (ETS UE, condivisione degli sforzi e LULUCF)
2) Emissioni di gas a effetto serra per settore dell'IPCC e per gas (se pertinente, suddivisi nei settori ETS UE e in quelli inclusi nella condivisione dello sforzo) [tCO_2eq]
3) Intensità di carbonio dell'economia nel suo complesso [tCO_2eq/PIL]
4) Indicatori relativi alle emissioni di CO_2
   a) Intensità di gas serra della generazione di energia elettrica e di calore domestica [tCO_2eq/MWh]
   b) Intensità di gas serra del consumo energetico finale per settore [tCO_2eq/tep]
5) Parametri relativi alle emissioni diverse da CO_2
   a) Animali da allevamento: bestiame da latte [1000 capi], bestiame non da latte [1000 capi], ovini [1000 capi], suini [1000 capi], pollame [1000 capi]
   b) Apporto di azoto dall'utilizzo di fertilizzanti sintetici [kt di azoto]
   c) Apporto di azoto dall'utilizzo di letame [kt di azoto]
   d) Azoto fissato dalle colture che fissano azoto [kt di azoto]
   e) Azoto nei residui delle colture restituiti alla terra [kt di azoto]
   f) Superficie dei suoli organici coltivati [ettari]
   g) Produzione di rifiuti solidi urbani (RSU)
   h) Rifiuti solidi urbani (RSU) da collocare a discarica
   i) Quota di recupero di CH_4 nella produzione totale di CH_4 dalla messa in discarica [%]