

DOCUMENTO DI DESCRIZIONE DEGLI SCENARI
EDIZIONE 2018

TERNA S.P.A. E GRUPPO TERNA



Trasmettiamo energia



In copertina:
isolatore “cappa & perno” di tipo “antisale” in vetro temperato.

DOCUMENTO DI DESCRIZIONE DEGLI SCENARI EDIZIONE 2018

TERNA S.P.A. E GRUPPO TERNA



Sommario

| | | |
|-----------|-----------|--|
| 6 | 1. | Executive Summary |
| 8 | 2. | Gli scenari ENTSO-E |
| 8 | 2.1. | Descrizione degli scenari |
| 9 | 2.2. | Storylines |
| 11 | 2.3. | Processo di definizione degli scenari |
| 12 | 2.4. | Risultati degli scenari in Europa e in Italia |
| 16 | 3. | Contesto energetico italiano |
| 16 | 3.1. | Dinamica storica delle grandezze macroeconomiche |
| 17 | 3.2. | Situazione Energetica Nazionale e Bilancio Energetico |
| 18 | 3.3. | Evoluzione storica della domanda elettrica ed impatto dell'andamento dell'economia sulla domanda elettrica |
| 21 | 3.4. | Efficienza energetica sui consumi finali |
| 23 | 3.5. | Variazione dei consumi di elettricità nei settori economici |
| 25 | 3.6. | Confronti internazionali sull'intensità elettrica |
| 26 | 4. | Strategia energetica nazionale – SEN |
| 26 | 4.1. | Obiettivi della SEN |
| 26 | 4.2. | Priorità d'azione |
| 30 | 4.3. | Dati di input e risultati degli scenari SEN |
| 33 | | ANNEX 1: Sensitivity analysis |

1. Executive Summary

Ai sensi dell'articolo 7 comma 1 della Delibera 627/2016/R/EEL dell'Autorità di regolazione per Energia reti e Ambiente (ex AEEGSI, attualmente ARERA), Terna pubblica con cadenza almeno biennale, entro il 30 settembre, il documento di descrizione degli scenari utilizzati per l'elaborazione del Piano di Sviluppo della rete di trasmissione (PdS). In deroga a quanto sopra, ai sensi della delibera 645/2017/R/EEL dell'ARERA, la scadenza per l'elaborazione e pubblicazione del documento degli scenari per il PdS 2018, viene fissata al 31 gennaio 2018.

In merito all'orizzonte temporale degli scenari di sviluppo del sistema elettrico, inoltre, la Delibera 627/2016 prevede che lo stesso non sia inferiore a venti anni, in coerenza con quanto stabilito a livello europeo per il Ten Years National Development Plan (TYNDP). Oltre che sulle risultanze degli scenari che ENTSO-E ha sviluppato relativamente al mercato europeo nel suo complesso e per l'Italia in particolare, il PdS 2018 poggia anche sugli scenari che sono stati sviluppati dal Governo Italiano nell'ambito della Strategia Energetica Nazionale (SEN). Da questi poi muove per definire le esigenze di rete e il piano decennale di investimenti relativo al sistema elettrico italiano. Grazie a questo approccio viene assicurata la coerenza richiesta dall'Autorità tra gli scenari utilizzati per il PdS 2018 e gli scenari sviluppati in sede europea.

Il **CAPITOLO 2** illustra gli scenari elaborati da ENTSO-E soffermandosi in particolare sullo scenario *Sustainable Transition (ST)* e sullo scenario *Distributed Generation (DG)* presi a riferimento per le analisi costi benefici del piano di Sviluppo.

Lo *scenario ST* vede una riduzione rapida ed economicamente sostenibile delle emissioni di CO₂ grazie alla sostituzione del carbone e della lignite nella generazione che vengono rimpiazzati dal gas e dalle rinnovabili. L'uso del gas spiazza anche l'utilizzo del petrolio e del diesel in alcuni settori quali il trasporto pesante. L'elettrificazione del riscaldamento e dei trasporti procede più lentamente rispetto agli altri scenari e così anche la crescita dei veicoli elettrici. In questo scenario la domanda di elettricità in Italia è prevista a 359 TWh al 2030 con un CAGR 2016-2030 dell'1%.

Lo *scenario DG* presenta una visione di sviluppo del sistema elettrico decentralizzato con un focus sull'evoluzione delle tecnologie a supporto dei consumatori finali. Questi ultimi giocano un ruolo centrale proattivo e i veicoli elettrici registrano un'alta penetrazione sul mercato così come le installazioni di impianti fotovoltaici e di batterie negli edifici. La domanda elettrica in Italia qui assume il valore più alto pari a 375 TWh al 2030 con un CAGR 2016-2030 di 1,3%.

Il **CAPITOLO 3** propone un'analisi del contesto energetico relativo al sistema italiano. Il *consumo interno lordo (CIL)* di energia ha raggiunto il suo punto di massimo nel 2005 con 198 Mtep per poi ridursi a 168 Mtep a fine 2016. Nello stesso arco di tempo, gli *impieghi finali di energia* sono passati da 147 Mtep a 124 Mtep. Su questi ultimi certamente hanno pesato una riduzione dei consumi e più in generale un non brillante andamento dell'economia; tuttavia va notato il risparmio di 12 Mtep realizzato grazie all'applicazione del Piano di Azione

per l'Efficienza Energetica (PAEE 2011) che rappresenta poco più della metà nella riduzione degli impieghi finali appena citata. Si registra parimenti una riduzione dell'*Intensità Elettrica (IE)* relativa al mercato italiano nel periodo 2006-2016 e pari ad un decremento dello 0,2% annuo il quale però è il risultato di dinamiche settoriali non omogenee. Infatti, se da una parte i settori dei beni intermedi e dell'agricoltura hanno entrambi riportato una riduzione dell'intensità (-2,2% e -0,1% rispettivamente), i beni finali e il settore dei servizi hanno mostrato una crescita di questo indicatore (+0,3% e +1,6%); tuttavia il saldo rimane negativo in virtù del maggior peso dell'industria dei beni intermedi sul totale dei consumi. Ci si attende dunque che il percorso di un progressivo efficientamento del comparto produttivo italiano e più in generale della struttura dei consumi continui negli anni a venire.

Il tema dell'*efficienza energetica* è uno dei pilastri della SEN di cui si tratta nel **CAPITOLO 4**. La SEN si pone come obiettivo, tra gli altri, un'ulteriore riduzione nei consumi finali di energia di 10 Mtep rispetto ad uno scenario inerziale e con orizzonte 2030: quasi i due terzi di questa riduzione viene spiegata da risparmi nel settore residenziale, dei trasporti e per la restante parte dai settori industriale, servizi e agricoltura.

Altro obiettivo cardine della SEN è lo *sviluppo delle risorse rinnovabili* la cui percentuale sui consumi complessivi dovrebbe passare dal 17,5% del 2015 a 28% al 2030. Più specificamente per il settore elettrico la percentuale di rinnovabili sui consumi elettrici dovrebbe passare dal 33,5% del 2015 al 55% al 2030 portando la generazione di elettricità da fonte rinnovabile a 184 TWh al 2030 rispetto ai 109 TWh registrati nel 2015. Va anche notata la forte crescita attesa delle rinnovabili nel settore dei trasporti principalmente grazie al maggior utilizzo dei veicoli elettrici.

La SEN inoltre punta a promuovere la *competitività dei mercati energetici*, il *phase-out del carbone* all'interno della generazione elettrica nazionale, lo sviluppo della *innovazione tecnologica e nella ricerca*, nonché la *sicurezza energetica*. Riguardo a quest'ultima risultano strategici l'avvio del Capacity Market, il potenziamento e l'ammodernamento delle reti di trasmissione e distribuzione al fine di risolvere le congestioni esistenti e garantire un'adeguata integrazione delle fonti rinnovabili. Viene anche richiesto un ulteriore potenziamento delle interconnessioni con l'estero e una maggiore integrazione del mercato nazionale dell'energia e dei servizi con quello europeo. Di particolare importanza risultano anche gli investimenti in 'resilienza', ovvero gli interventi che contribuiscono all'aumento della capacità delle reti di far fronte ad eventi meteorologici estremi ed emergenze, intensificando il coordinamento a livello europeo nelle attività di prevenzione della sicurezza e di adeguatezza per il sistema elettrico.

Nell' **Annex I** per la domanda elettrica in Italia sono stati individuati due scenari (o sensitivity) basati su una nuova metodologia che valuta tra l'altro l'impatto delle politiche energetiche sui diversi settori di consumo (*). Inoltre, ai sensi della Delibera ARERA 856/17 che ha modificato parzialmente l'articolo 53 della Delibera 111/06 è stata elaborata la previsione della domanda di potenza elettrica sul sistema elettrico nazionale per i due scenari suddetti.

(*) Gli Scenari Terna si basano su dati disponibili al 18 gennaio 2018.

Uno scenario più conservativo, denominato *Terna-Base*, risulta caratterizzato da ridotti investimenti in tecnologie più efficienti e quindi impattanti sull'ambiente oltre che ad un limitato livello di switching verso il vettore elettrico. Il PIL cresce ad un CAGR dello +0,5% nel periodo 2016-2040 mentre la popolazione registra un lieve contrazione in linea con le più recenti stime dell'Istat. In questo scenario vengono anche assunti 1,6M di veicoli elettrici (per uso privato e commerciale) al 2030 e 3,6M di pompe di calore alla stessa data. Il risultato è quello di una domanda di elettricità che crescerebbe ad un CAGR dello 0,6% raggiungendo i 340 TWh al 2030, sostanzialmente in linea con i livelli considerati dalla SEN.

Uno scenario invece più aggressivo, denominato *Terna-Sviluppo*, presuppone uno sviluppo economico più sostenuto con un CAGR del PIL pari a +1,4% nel periodo 2016-2020 e +1,2% nel periodo 2021-2040. In questo scenario la popolazione è vista in leggera crescita mentre i veicoli elettrici (per uso privato e commerciale) raggiungerebbero i 4,5M al 2030 e le pompe di calore i 4,2M alla stessa data.

Date queste assunzioni, la domanda elettrica dovrebbe crescere ad un CAGR del +1,1% nel periodo 2016-2030 raggiungendo dunque i 364,3 TWh al 2030. Tale livello della domanda si colloca tra i livelli già citati di domanda per i due scenari Sustainable Transition e Distributed Generation.

2. Gli scenari ENTSO-E

2.1. Descrizione degli scenari

Le reti rivestono un ruolo fondamentale per la *security of supply* di elettricità e gas. Il ruolo di queste, negli anni, sarà sempre più importante come elemento abilitatore per il raggiungimento degli ambiziosi target europei di decarbonizzazione anche grazie al supporto delle nuove tecnologie.

La definizione degli scenari energetici europei risulta pertanto fondamentale sia per testare in modo efficace la tenuta della rete, che per individuare un appropriato fabbisogno di investimenti strutturali nei prossimi anni e relativa priorità.

Gli scenari europei, alla base del Piano di Sviluppo, sono il risultato di un lavoro congiunto svolto tra le due organizzazioni europee - European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) e European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSO-G). Essi rappresentano pertanto la prima applicazione, come previsto dai Regolamenti europei, di un'attività di pianificazione congiunta e sinergica tra i due settori elettrico e gas.

Il processo di costruzione del Ten Year Network Development Plan (TYNDP 2018) di ENTSO-E, iniziato nel 2016, ha previsto un'attività di pianificazione coordinata, al fine di massimizzare la coerenza tra le previsioni per il settore elettrico e del gas¹ e consentire una valutazione delle future decisioni di investimento in Europa basata su analisi confrontabili nei suddetti settori.

Per la prima volta si è avviata una collaborazione con l'intento di sviluppare un set coerente e condiviso di scenari energetici, combinando e modellizzando gli input ricevuti da TSO, stakeholder, ONG e Autorità di Regolazione Nazionali. Tale attività è stata oggetto nel corso del 2016 e del 2017 di apposite sessioni di consultazione.

Dopo un percorso di raccolta dati, validazione, ottimizzazione e analisi del mercato, è stato possibile definire per l'orizzonte temporale 2030-2040 i tre scenari di seguito riportati:

- lo scenario **Sustainable Transition (ST)** vede una riduzione rapida ed economicamente sostenibile delle emissioni di CO₂ grazie alla sostituzione del carbone e lignite nella generazione elettrica con il gas. L'uso del gas spiazza anche l'utilizzo dell'olio in alcuni settori quali il trasporto pesante. L'elettrificazione del riscaldamento e dei trasporti procede più lentamente rispetto agli altri scenari per il raggiungimento degli obiettivi europei di riduzione della CO₂;
- lo scenario **Distributed Generation (DG)** presenta una visione di sviluppo del sistema elettrico decentralizzato con un focus sull'evoluzione delle tecnologie a supporto dei consumatori finali. Questi ultimi giocano un ruolo centrale proattivo e i veicoli elettrici registrano un'alta penetrazione sul mercato così come le installazioni di impianti fotovoltaici e le batterie negli edifici. Questi sviluppi comportano alti livelli di Demand Response;

- il **Global Climate Action (GCA)** è lo scenario che presuppone il maggior sforzo verso la decarbonizzazione. Grande enfasi è posta sullo sviluppo di impianti a fonti rinnovabili e nucleare nel settore elettrico. L'elettrificazione del riscaldamento nel settore residenziale e terziario comporta un calo progressivo della domanda di gas in questi settori. La decarbonizzazione dei trasporti si raggiunge attraverso la crescita di veicoli elettrici e a gas. Le misure di efficientamento energetico interessano tutti i settori economici.

Nel 2030 lo scenario GCA è stato sostituito da una storyline complementare (EUCCO 30) modellizzata e predisposta da un consorzio guidato da E3Mlab e ospitato alla National Technical University of Athens (NTUA), con la collaborazione dell'International Institute for Applied System Analysis (IIASA). In particolare, lo scenario illustra il raggiungimento dei target climatici ed energetici imposti per il 2030 dall'European Council nel 2014 e include un efficientamento energetico pari al 30%.

Le view al 2020 e 2025, considerato il periodo di breve medio termine, rappresentano la miglior stima degli operatori dei sistemi di trasmissione (Best Estimate). Per il 2025 è prevista anche un'analisi di sensitività in funzione del merito economico (merit order) del costo di produzione di energia elettrica da impianti tradizionali a gas e carbone in funzione del prezzo dei combustibili che li alimentano e del prezzo della CO₂ (Coal Before Gas -CBG- e Gas Before Coal -GBC).

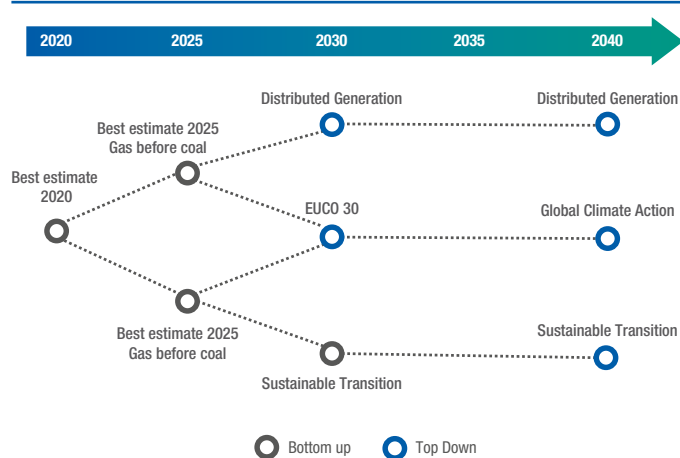
Nel definire i vari scenari ENTSO ha utilizzato approcci di tipo bottom up e top down partendo, nel primo caso, dai contributi e dal supporto informativo dei TSO e, nel secondo caso, fissando cioè come obiettivo il raggiungimento dei target europei. Questo ha consentito di combinare l'esperienza a livello nazionale degli operatori dei sistemi di trasmissione (Transmission System Operator - TSO) per le previsioni di breve termine con l'esigenza di definire scenari di lungo termine a partire da una visione estesa a livello europeo.

Le ipotesi di crescita economica sono state tenute implicitamente in considerazione da parte dei TSO nel processo di definizione della domanda previsionale quale input ad ENTSO-E per lo scenario bottom up (ST). Per l'Italia, infatti, le previsioni di crescita della domanda presuppongono una crescita del PIL con un tasso medio annuo (CAGR) dell'1,3% nel periodo 2016-2026. Nel caso di scenari top down invece, nel presupporre vincoli di raggiungimento dei target europei sono state fatte assunzioni di tipo qualitativo in merito alla crescita economica a livello complessivo.

(1) Link ENTSO-E: <http://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/>

Il trend dei vari scenari dal 2020 al 2040 è illustrato nella seguente **Figura 1**.

FIGURA 1 – PERCORSO TEMPORALE DEGLI SCENARI ENTSO



Fonte: Elaborazioni Terna da TYNDP 2018 – Scenario Report -ENTSO

Tutti gli scenari definiti in ambito ENTSO dettagliano aspetti inerenti il carico e la generazione di energia elettrica, nonché la domanda e l'offerta di gas e tutti insieme rappresentano la possibile evoluzione futura del sistema elettrico in Europa.

La scelta dei tre scenari, così come il contenuto delle Storylines, è basato sugli input ricevuti dagli stakeholder durante il processo di consultazione.

Nei successivi paragrafi vengono descritte le Storylines degli scenari ENTSO, la metodologia per la definizione degli stessi e i risultati previsionali che ne derivano.

2.2. Storylines

Volendo analizzare le assunzioni alla base della definizione dei vari scenari, si possono distinguere tre macro categorie tenute in considerazione in ambito ENTSO:

- **Trend macroeconomico:** fa riferimento alla crescita economica prevista, al raggiungimento dei target europei di decarbonizzazione, efficienza energetica e percentuale di consumo di energia coperta da fonti rinnovabili;
- **Domanda e tecnologie:** considera il trend previsionale della domanda di energia elettrica e gas con focus a livello di settore trasporti e riscaldamento;
- **Generazione:** tiene conto dell'evoluzione del parco di produzione di energia elettrica in funzione del trend previsto della domanda, delle valutazioni sul merito economico del costo degli impianti in funzione delle previsioni dei prezzi dei combustibili che li alimentano.

Scenario Sustainable Transition

Lo scenario ST è l'unico, tra quelli proposti in ambito ENTSO, che è stato definito con metodologia bottom up basandosi cioè sul contributo e supporto informativo dei TSO.

Il *trend macroeconomico* vede una crescita economica moderata con possibilità di erogare incentivi per il finanziamento delle fonti rinnovabili grazie alle disponibilità di capitali. A livello generale l'Europa è vista in linea con il raggiungimento degli obiettivi al 2030 e leggermente in ritardo per quelli al 2040 sul percorso della decarbonizzazione al 2050 qualora non si acceleri il processo di decarbonizzazione nel settore elettrico durante il decennio 2040.

La *domanda di energia elettrica* è relativamente stabile o in lieve crescita così come la *domanda di gas* ma quest'ultima limitatamente al settore dei trasporti mentre le misure di efficienza energetica nel settore domestico hanno l'effetto di contenere la domanda di gas.

In un contesto di efficientamento energetico moderato, infatti, vi è un lieve calo nell'uso di impianti di riscaldamento a gas, nonostante quest'ultimo rimanga la fonte più utilizzata mentre le pompe di calore ibride vengono considerate un'opzione concreta ed economicamente sostenibile per i nuovi edifici in costruzione.

Nel settore dei trasporti, invece, i bassi costi del gas e lo sviluppo di biometano conducono a un aumento dei veicoli a gas. Nel trasporto pesante, in particolare, si registra una crescita dell'utilizzo di LNG.

Per quanto attiene alla generazione infine, per far fronte all'incremento, seppur lieve, della domanda, nello scenario Sustainable Transition si assiste a un aumento degli impianti a gas e a una contestuale diminuzione degli impianti a carbone, con una conseguente maggiore flessibilità a sostegno delle rinnovabili. E' prevista la riduzione delle emissioni di CO₂ spinta dalla chiusura di molti impianti a carbone fuori dal merit order a seguito dell'aumento dei prezzi ETS e per le politiche di decarbonizzazione portate avanti dai vari governi.

Scenario Distributed generation

Nello scenario Distributed Generation, definito con approccio di tipo top down, i consumatori hanno un ruolo centrale proattivo (prosumers), sono fortemente responsabilizzati nella sfida contro il cambiamento climatico e nel rispetto dei target di decarbonizzazione e sostenibilità ambientale.

Per quanto attiene alle assunzioni sul *trend macroeconomico* questo scenario prevede una forte crescita economica e uno stringente schema ETS che favorisce lo spiazzamento del carbone da parte del gas naturale nella produzione di energia elettrica (Gas Before Coal) e l'incremento della quota di mercato di bio-combustibili.

La *domanda annuale di energia elettrica* aumenta nel settore del riscaldamento e nei trasporti, mentre si riduce in ambito domestico grazie al comportamento proattivo dei prosumers e all'alto grado di efficienza energetica degli edifici.

Anche la *domanda annuale di gas* ha andamenti differenti in funzione del settore di riferimento registrando un incremento nel settore dei trasporti, e una flessione in ambito domestico a causa sia del maggiore utilizzo delle tecnologie di riscaldamento elettrico, sia del miglior isolamento degli edifici. Anche in ambito industriale si prevede una riduzione del consumo di gas naturale, sebbene i combustibili a gas siano

ancora richiesti per rispondere alle domande di picco.

Nel settore dei trasporti i veicoli elettrici e a gas risultano elementi chiave per il raggiungimento dei target di riduzione delle emissioni: da un lato il calo dei prezzi delle batterie favorisce la diffusione dei veicoli elettrici, dall'altro si registra un incremento nel ricorso al LNG nel settore dei trasporti di beni pesanti.

Per quanto concerne il riscaldamento, le pompe di calore si configurano come una concreta alternativa al riscaldamento con fonti fossili. In particolare, considerate le misure di efficienza energetica, i prosumers prediligono il ricorso a pompe di calore ibride che consentono una maggiore flessibilità nella scelta della fonte energetica più adatta alle loro esigenze di riscaldamento.

Infine lo scenario DG evidenzia un generale progresso in termini di generazione distribuita e storage domestico e commerciale. Grazie alla continua riduzione dei costi, infatti, le tecnologie per la generazione di piccola scala e la produzione da impianti fotovoltaici sono sempre più un'opzione concreta per molti prosumers.

L'innovazione tecnologica favorisce la diffusione dei sistemi di storage consentendo agli utenti di bilanciare generazione e consumi giornalieri e ottenendo un concreto vantaggio economico.

Contestualmente, si registra un aumento del Power to Gas (P2G)² che abilita la produzione economicamente sostenibile di gas.

Scenario Global climate action

Lo scenario GCA considera uno sforzo globale verso gli obiettivi ambientali e climatici prevedendo il raggiungimento nei tempi degli obiettivi europei di decarbonizzazione al 2030 e 2050.

Un efficiente schema di negoziazione degli ETS rappresenta la chiave per il contributo del settore elettrico alla realizzazione degli obiettivi di decarbonizzazione.

La crescente automazione, unita alla diffusione capillare di internet e delle innovazioni tecnologiche, consente ai consumatori di modificare il proprio profilo di prelievo spostando i propri consumi nelle fasce orarie più economiche.

Al tempo stesso, la flessibilità della domanda è un fattore chiave per assicurare e garantire una maggiore adequacy del sistema, consentendo lo shift dei picchi di domanda.

In particolare lo scenario prevede un incremento della *domanda di energia elettrica* in diversi settori, nonostante la crescente spinta verso l'efficienza energetica.

Per quanto riguarda la *domanda di gas*, la crescita nel settore dei trasporti compensa l'andamento riscontrato nel settore domestico, dove la maggiore efficienza energetica e l'isolamento degli edifici portano a un effettivo risparmio. Nel

settore industriale invece, la domanda di gas risulta stabile grazie a un bilanciamento tra gli impatti generati dalle misure di efficienza e l'incremento derivante dalla crescita economica.

Nel settore dei trasporti, i veicoli elettrici e a gas sono strategici in un contesto di riduzione delle emissioni in atmosfera. La transizione comporta una crescita della domanda di energia elettrica sia per il trasporto privato che per quello commerciale di bassa scala; per i trasporti pesanti, invece, si riscontra un aumento del ricorso al gas naturale liquefatto (LNG).

Nella realizzazione degli impianti di riscaldamento le pompe di calore elettriche e ibride diventano un'importante alternativa tecnologica ai combustibili fossili: tutte le pompe di calore elettriche vengono installate nei nuovi edifici ad alta efficienza energetica, mentre negli edifici a più bassa efficienza già esistenti si preferisce ricorrere a una soluzione ibrida.

Per quanto attiene alla *produzione di energia elettrica*, lo scenario prevede livelli di prezzo della CO₂ con impatti rilevanti per le tecnologie di generazione low-carbon. Gli impianti a gas a ciclo combinato (CCGT) hanno un merit order superiore rispetto al carbone (GBC) e l'entrata nel mercato delle RES (es. biometano) è supportata dall'elevata flessibilità garantita dagli impianti a gas.

In questo contesto, il Power to Gas (P2G) si configura come una tecnologia economicamente e commercialmente sostenibile. Le tecnologie per la cattura e lo stoccaggio della CO₂ (CCS) continuano invece ad essere economicamente poco sostenibili e pertanto adottate solo da produzioni industriali caratterizzate da elevate emissioni.

Nella **Tabella 1** di seguito riportata, sono riepilogate le assunzioni alla base degli scenari ENTSO raggruppate nelle tre macro categorie descritte in questo paragrafo.

(2) La tecnologia «Power-to-Gas» (P2G) si basa sulla conversione dell'energia elettrica in eccesso – prodotta da impianti eolici o solari – in acqua e metano, mediante il «processo Sabatier». Il P2G appartiene al gruppo delle tecnologie ad accumulo: è considerato uno dei punti di riferimento dell'energia del futuro, nel quadro della transizione verso forme di approvvigionamento alternative basate sullo stoccaggio di risorse e l'impiego delle fonti rinnovabili. Il primo grande impianto dimostrativo per la produzione di P2G, è stato inaugurato il 30 ottobre 2012 a Stoccarda.

TABELLA 1 – SCENARIOS ASSUMPTIONS

| Scenari | Sustainable Transition | Global climate action | Distributed Generation |
|-------------------------------------|--|--|---|
| Macrocategorie | Parametri | | |
| Trend macroeconomico | <ul style="list-style-type: none"> ETS europei, politiche e incentivi nazionali incoraggiano azioni collettive nel rispetto dei target energetici europei Moderata crescita economica | <ul style="list-style-type: none"> ETS globale con una rapida spinta verso i target internazionali di decarbonizzazione Forte crescita economica | <ul style="list-style-type: none"> Forte sviluppo economico Ruolo centrale e proattivo dei consumatori nella sfida contro il cambiamento climatico e nel raggiungimento degli obiettivi energetici europei |
| Domanda e tecnologie | <ul style="list-style-type: none"> Domanda di energia elettrica e gas stabile o in lieve aumento Crescita moderata veicoli elettrici e pompe calore Elevata crescita veicoli a gas | <ul style="list-style-type: none"> Aumento della domanda di energia solo parzialmente compensato dalle misure di efficienza energetica Veicoli elettrici e a gas sostituiscono le autovetture a benzina nel settore dei trasporti privati Le pompe di calore sono utilizzate sia nei nuovi edifici che in quelli esistenti" | <ul style="list-style-type: none"> Significativa crescita della domanda di energia elettrica seppur con andamenti differenti nei vari settori Decarbonizzazione dei trasporti guidata dalla diffusione dei veicoli elettrici Elevato utilizzo di pompe di calore |
| Produzione energia elettrica | <ul style="list-style-type: none"> Diminuzione impianti a carbone bilanciata dall'aumento di FER e impianti a gas Prezzi gas molto competitivi Basso costo dell'energia elettrica (quota mercato) | <ul style="list-style-type: none"> Grande sviluppo su larga scala di FER e tecnologie low-carbon per rispondere all'incremento di domanda di energia | <ul style="list-style-type: none"> Innovazione tecnologica e progresso nella generazione di piccola scala Sistemi di storage distribuiti abilitati da innovazione e progresso tecnologico |

Fonte: Elaborazioni Terna da TYNDP 2018 – Scenario Report -ENTSO

2.3. Processo di definizione degli scenari

Questo paragrafo descrive come i dati di input degli scenari sono stati definiti a partire dalle storylines illustrate nel precedente **paragrafo 2.2.**

Considerata la maggior accuratezza delle previsioni di breve termine (specialmente nel settore della trasmissione di energia elettrica che richiede tempi lunghi per la realizzazione dei progetti), gli scenari al 2020, 2025 e lo scenario ST al 2030, sono stati definiti sulla base delle informazioni fornite dai TSO (approccio bottom up). Ciascuno di questi ha fornito le proprie stime sulla domanda di energia elettrica, capacità di produzione e altri elementi alla base delle storylines di ciascun scenario.

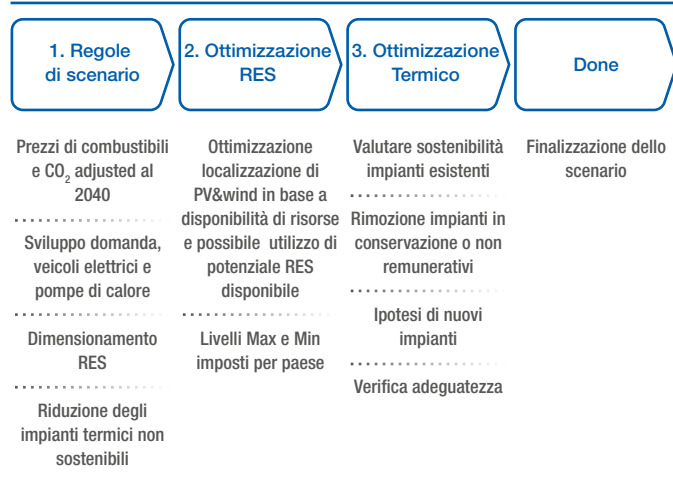
Guardare a scadenze di più lungo termine, invece consente un maggior margine di manovra per definire scenari sia a livello europeo che nazionale. Pertanto tutti gli scenari al 2040 e gli scenari EUCO30 e DG al 2030 sono stati definiti con approccio Top down sulla base di un predefinito set di target europei vincolanti quale per esempio la percentuale di consumi coperta da FER.

Dopo l'analisi sulla consistenza dei dati, con l'impiego di tools di modellizzazione del mercato elettrico sono stati calcolati i valori di output degli scenari.

In particolare ai fini del TYNDP sono stati impiegati diversi tools di modellizzazione del mercato elettrico (quali BID, Plexos Powersym, Antares) per determinare il comportamento del sistema elettrico in ciascuna zona per ciascuna ora dell'anno, nelle diverse condizioni climatiche.

Nella seguente **Figura 2** è riportato uno schema delle varie fasi del processo di definizione degli scenari ENTSO.

FIGURA 2 – PROCESSO DI DEFINIZIONE DEGLI SCENARI



Fonte: Elaborazioni Terna da TYNDP 2018 – Scenario Report -ENTSO

Per la definizione dei prezzi dei combustibili e della CO₂ quali variabili chiave per determinare i vari scenari, ENTSO ha fatto riferimento al World Energy Outlook (WEO) dello IEA che fornisce le previsioni sui possibili trend energetici futuri e sui prezzi correlati di combustibili fossili e CO₂ con un orizzonte temporale al 2020 e 2040. Le previsioni per l'anno 2025 sono il risultato di una interpolazione lineare di questi ultimi valori.

La maggior parte dei dati utilizzati sono quelli relativi agli scenari Current Policies (CP), New Policies (NP) e scenario 450 ('450) del Report "World Energy Outlook 2016 dell'International Energy Agency.

Al fine di rispettare con maggior accuratezza quanto descritto nelle storylines, inoltre, viene fatto riferimento anche allo scenario Low Oil Price del WEO 2015 per la definizione dello scenario ST, mentre per la definizione dello scenario DG vengono considerati prezzi più alti della CO₂.³

Infine, per lo scenario EUCO 2030 i prezzi dei combustibili sono quelli fissati dalla DG ENER della Commissione Europea.

(3) Per maggiori dettagli si rinvia al TYNDP 2018 Annex II – Methodology di ENTSO (link: https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/entsos_tyndp_2018_Scenario_Report_ANNEX_II_Methodology.pdf)

Per la produzione di energia elettrica questi dati di input determinano il costo marginale di ciascuna unità termoelettrica in funzione della sua efficienza e del livello di emissioni.

La **Tabella 2** di seguito riportata fornisce una sintesi dei prezzi dei combustibili utilizzati nella definizione degli scenari ENTSO. Tutti i prezzi sono espressi in valore reale (€2015).

Gli scenari ENTSO vedono tra il 2030 e il 2040 il prezzo del

carbone stabile o in lieve aumento in tutti gli scenari, con il valore minimo registrato nel 2040 nello scenario GCA (1,8 €/net GJ). Per quanto concerne il costo del gas, il prezzo risulta in crescita tra il 2030 e il 2040 (valore minimo nel 2030 nello scenario ST pari a 5,0 €/net GJ e valore massimo nel 2040 nello scenario DG di 9,8 €/net GJ). Contestualmente il prezzo della CO₂ è in forte aumento in tutti gli scenari con un valore massimo nello scenario GCA nel 2040 (126 €/ton).

TABELLA 2 – PREZZI DI COMBUSTIBILI E CO₂ NEI VARI SCENARI

| | Expected Progress 2020 | Coal Before Gas 2025 | Gas Before Coal 2025 | Sustainable Transition 2030 | EUCO 2030 | Distributed Generation 2030 | Sustainable Transition 2040 | Global Climate Action 2040 | Distributed Generation 2040 |
|-------------------------|------------------------|----------------------|----------------------|-----------------------------|-----------|-----------------------------|-----------------------------|----------------------------|-----------------------------|
| Nucleare [€/netGJ] | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| Lignite [€/netGJ] | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 2,3 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 |
| Carbone [€/netGJ] | 2,3 | 2,5 | 2,1 | 2,7 | 4,3 | 2,7 | 2,5 | 1,8 | 2,8 |
| Gas [€/netGJ] | 6,1 | 7,4 | 7,0 | 8,8 | 6,9 | 8,8 | 5,5 | 8,4 | 9,8 |
| Light Oil [€/netGJ] | 15,5 | 18,7 | 15,5 | 21,8 | 20,5 | 21,8 | 17,1 | 15,3 | 24,4 |
| Heavy Oil [€/netGJ] | 12,7 | 15,3 | 12,7 | 17,9 | 14,6 | 17,9 | 14,0 | 12,6 | 20,0 |
| Oil shale [€/netGJ] | 2,3 | 2,3 | 2,3 | 2,3 | 2,3 | 2,3 | 2,3 | 2,3 | 2,3 |
| CO ₂ [€/ton] | 18,0 | 25,7 | 54,0 | 84,3 | 27,0 | 50,0 | 45,0 | 126,0 | 80,0 |

Fonte: Elaborazioni Terna da TYNDP 2018 – Scenario Report –ENTSO

2.4. Risultati degli scenari in Europa e in Italia

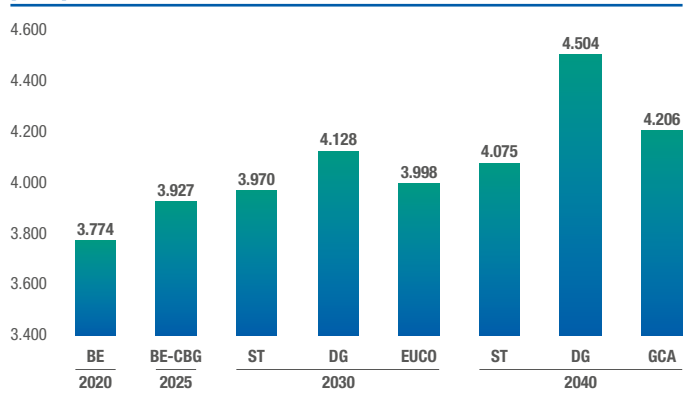
In questo paragrafo sono illustrati i risultati del processo di costruzione degli scenari energetici definiti in ambito ENTSO analizzando i settori dell'energia elettrica e gas non solo in termini di domanda e offerta, ma anche dal punto di vista delle emissioni di CO₂ e di ricorso alle FER. È importante sottolineare che i risultati, mostrati a livello Europeo e Italiano, rappresentano una release preliminare.

Come si rileva dai grafici di seguito riportati (**Figura 3** e **Figura 4**), sia a livello europeo⁴ che in Italia, tutti gli scenari presentano un generale incremento della domanda annuale di energia elettrica, tuttavia è nello scenario DG che si registra la più elevata richiesta ed una forte crescita della flessibilità nella gestione di questo aumento, derivante essenzialmente da un incremento di veicoli elettrici e di pompe di calore. Lo scenario GCA invece presenta il secondo valore più elevato di domanda nel 2040, grazie alla diffusione delle autovetture elettriche e delle pompe di calore.

Inoltre, è importante sottolineare che questi valori sarebbero ancora maggiori se non si considerassero le misure di efficienza energetica.

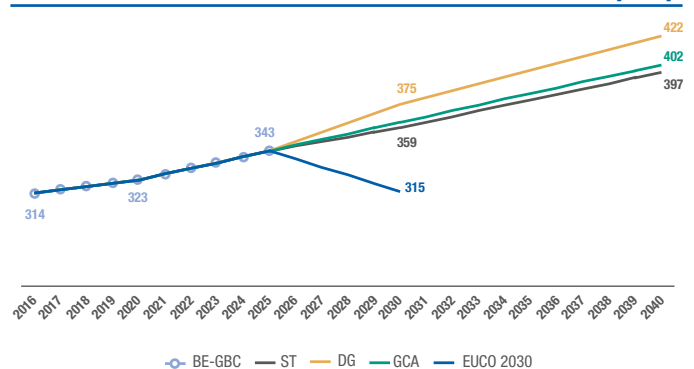
Lo scenario Sustainable Transition, presenta invece livelli di domanda inferiori, essendo focalizzato principalmente sullo sviluppo delle tecnologie a gas nei settori del trasporto e della generazione elettrica.

FIGURA 3 – PREVISIONE DOMANDA DI ELETTRICITÀ – TOTALE EU [TWh]



Fonte: TYNDP 2018 – Scenario Report – ENTSO

FIGURA 4 – PREVISIONE DOMANDA DI ELETTRICITÀ – ITALIA [TWh]



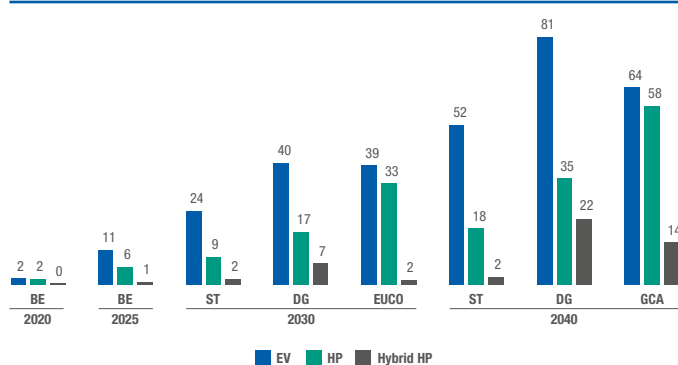
Fonte: TYNDP 2018 – Scenario Report –ENTSO

(4) A livello EU si considerano tutti i paesi membri di ENTSO-E e ENTSO-G (AL, AT, BA, BE, BG, CH, CY, CZ, DE, DK, EE, ES, FI, FR, GB, GR, HR, HU, IE, IS, IT, LT, LU, LV, ME, MK, MT, NI, NL, NO, PL, PT, RO, RS, SE, SI, SK, TR)

Sul livello previsto della domanda nei vari scenari un ruolo rilevante è dato dalla penetrazione delle pompe di calore nel comparto del riscaldamento e dei veicoli elettrici nel settore dei trasporti.

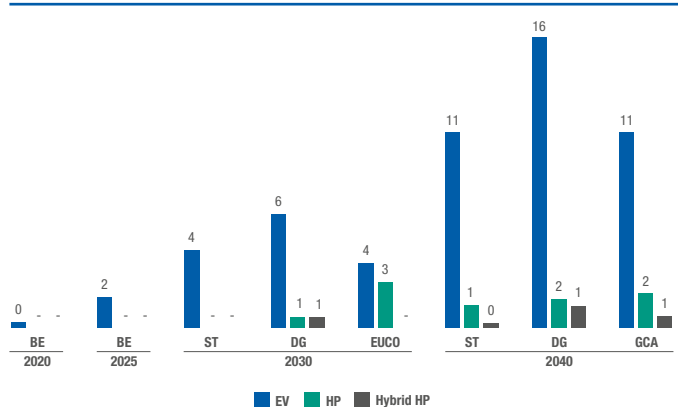
I seguenti grafici (Figura 5 e Figura 6) riportano i valori prospettici di incremento del numero dei veicoli elettrici e delle pompe di calore nei vari scenari di riferimento a livello europeo e italiano.

FIGURA 5 – CRESCITA DI POMPE DI CALORE E VEICOLI ELETTRICI – TOTALE EUROPA [MILIONI DI UNITÀ]



Fonte: TYNDP 2018 – Scenario Report – ENTSO

FIGURA 6 – CRESCITA DI POMPE DI CALORE E VEICOLI ELETTRICI IN ITALIA [MILIONI DI UNITÀ]



Fonte: TYNDP 2018 – Scenario Report – ENTSO

I grafici evidenziano una crescita esponenziale a livello europeo dei veicoli elettrici nell'arco 2030-2040 in tutti gli scenari con livelli più elevati in valore assoluto (~40M di veicoli in più tra 2040 e 2030) nello scenario DG ove la storyline presenta una realtà in cui il consumatore-produttore è responsabilizzato nelle tematiche nazionali di decarbonizzazione e sostenibilità ambientale. Il valore assoluto minore si rivela invece nello scenario ST, sia nel 2030 che nel 2040, durante i quali si assiste però ad un incremento del numero di veicoli a gas (prezzi del gas molto competitivi).

Il numero di *pompe di calore elettriche*, invece, cresce significativamente negli scenari EUCO 30 e GCA (rispettivamente ~+33M e ~+58M), nei quali la transizione verso riscaldamenti elettrici è uno dei driver per il raggiungimento dei target di decarbonizzazione, mentre è molto inferiore negli

scenari ST e DG (rispettivamente ~+9M e ~+18M nel 2030; ~+18M e ~+34M nel 2040). La crescita del numero di pompe di calore ibride, invece, è più rilevante negli scenari DG e GCA.

Per quanto riguarda i risultati di capacità installata, mix di produzione per tipologia di combustibile e percentuale dei consumi elettrici coperta da FER si evidenzia quanto segue:

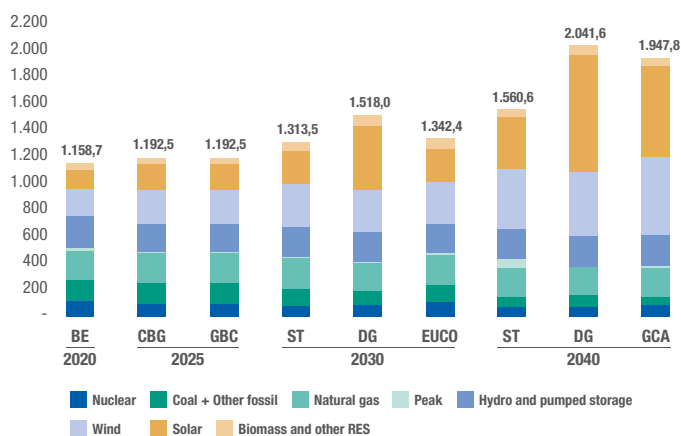
Previsione di capacità installata e mix di produzione

A livello europeo, facendo riferimento ai grafici di seguito riportati, (Figura 7 e Figura 8) tutti gli scenari di riferimento evidenziano una riduzione del nucleare e del carbone (meno marcata nella storyline DG, dove, a livello europeo, nel 2030 vengono ancora generati più di 500 TWh dal carbone).

Contestualmente, si verifica un aumento della capacità installata delle fonti eolico e solare (oltre il 50% negli scenari GCA e DG) e un livello stabile dell'idroelettrico, delle biomasse e delle altre rinnovabili.

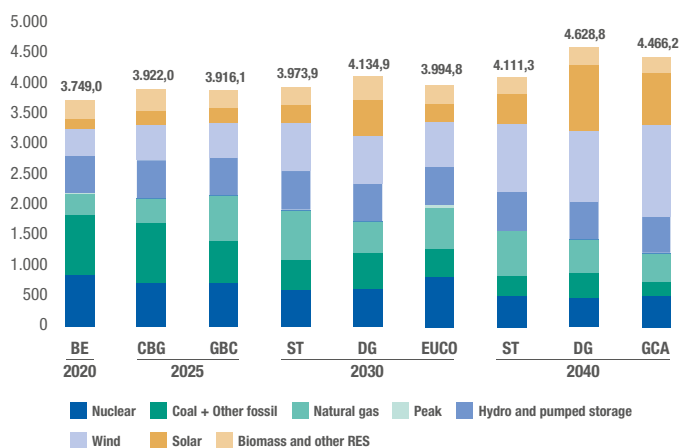
Il gas naturale mostra invece un andamento molto variabile in funzione delle caratteristiche proprie di ogni scenario. In particolare si riscontra una variazione evidente nello scenario ST, dove si assume un calo del prezzo del gas.

FIGURA 7 – CAPACITÀ INSTALLATA IN EU [GW]



Fonte: TYNDP 2018 – Scenario Report – ENTSO

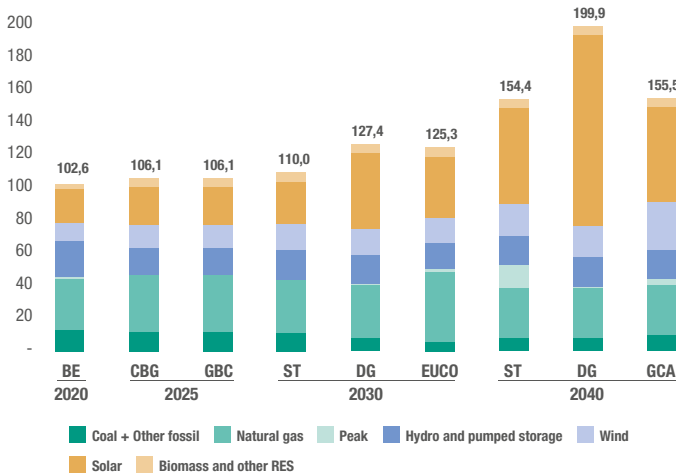
FIGURA 8 – MIX DI GENERAZIONE IN EUROPA [TWh]



Fonte: TYNDP 2018 – Scenario Report – ENTSO

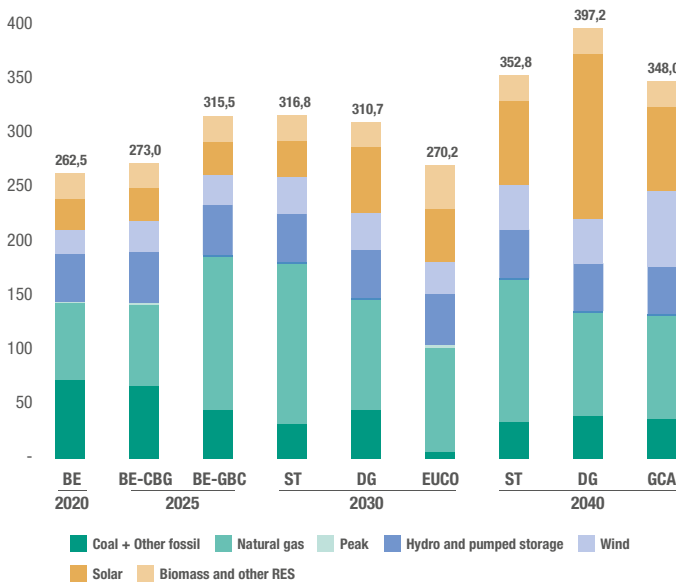
Anche a livello nazionale dai grafici di seguito riportati (**Figura 9 e Figura 10**), tutti gli scenari di riferimento evidenziano una riduzione del carbone e il contestuale aumento della capacità installata delle fonti eolico e solare in particolare nello scenario DG.

FIGURA 9 – CAPACITÀ INSTALLATA IN ITALIA [GW]



Fonte: TYNDP 2018 – Scenario Report –ENTSO

FIGURA 10 – MIX DI GENERAZIONE IN ITALIA [TWh]



Fonte: TYNDP 2018 – Scenario Report –ENTSO

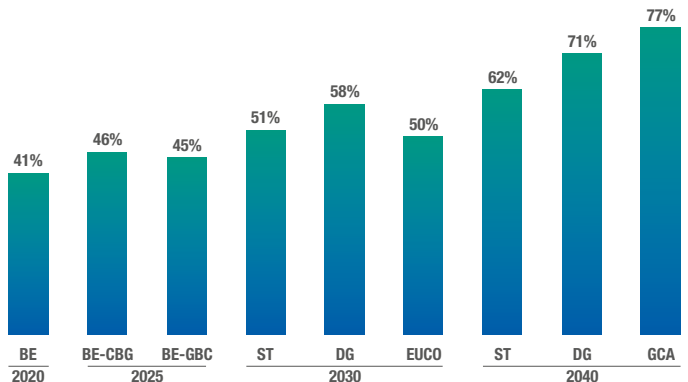
Percentuale di consumo coperta da FER

Le fonti di energia rinnovabile avranno un ruolo sempre più marcato nella generazione dell'energia elettrica, andando a coprire in Europa oltre il 60% della domanda del 2040, indipendentemente dallo scenario di riferimento. In particolare, nel grafico sottostante (v **Figura 11**) si osserva che nel 2030 le RES coprono tra il 50% (EUCO) e il 58% della domanda (DG), mentre nel 2040 i valori oscillano tra il 62% dello scenario ST e il 77% della storyline GCA.

Facendo riferimento alle fonti eoliche e solari combinate, lo

scenario ST presenta valori in lieve crescita. GCA ha invece ha valori di produzione da fonti eoliche maggiori rispetto a DG (1.510 TWh vs. 1.170 TWh nel 2040), ma presenta una minore produzione di energia dalle fonte solare (870 TWh vs. 1.090 TWh del DG). Nonostante la fonte eolica e solare abbiano lo stesso peso in termini di capacità installata nei due scenari (51% GCA e 50% DG), il GCA presenta una maggiore produzione di energia da fonti rinnovabili grazie alla rilevanza delle fonti eoliche.

FIGURA 11 – PERCENTUALE DI CONSUMO COPERTA DA FER - EUROPA [%]

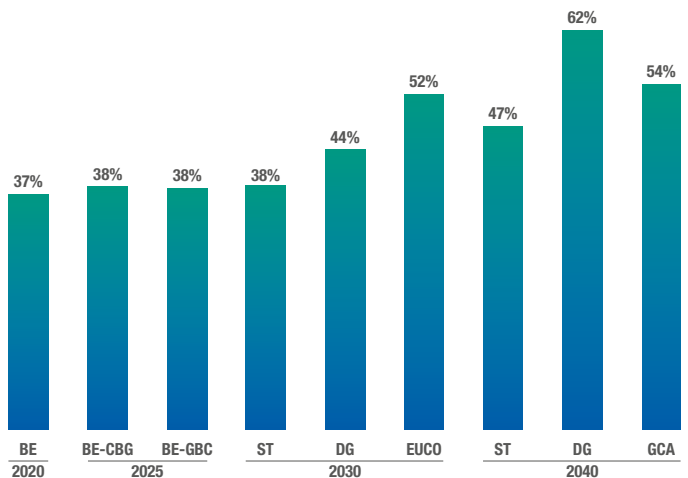


Fonte: TYNDP 2018 – Scenario Report –ENTSO

Il trend di crescita della penetrazione delle FER a livello italiano riflette l'andamento europeo.

Tuttavia, dal grafico di seguito riportato (**Figura 12**) all'anno orizzonte 2040 è lo scenario DG quello in cui si registra la percentuale più alta di consumi coperta da FER (62%) seguito dallo scenario GCA (54%).

FIGURA 12 - PERCENTUALE DI CONSUMO COPERTA DA FER - ITALIA [%]



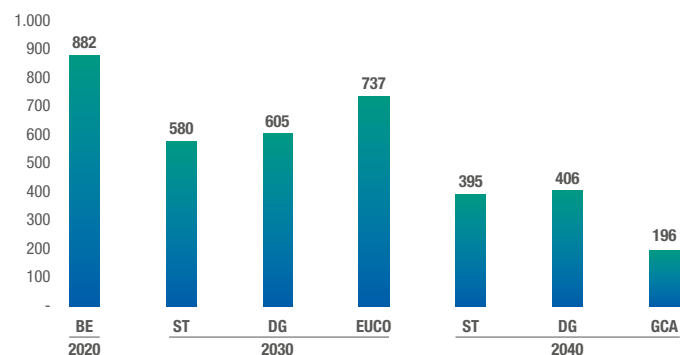
Fonte: TYNDP 2018 – Scenario Report –ENTSO

Il trend di utilizzo delle FER è un importante indicatore per valutare l'andamento della riduzione delle emissioni di CO₂ in atmosfera.

Tuttavia, nel settore dell'energia elettrica le emissioni di CO₂ dipendono in larga scala dal mix di generazione. Un livello di generazione da carbone più elevato porta a maggiori emissioni in tutti gli scenari.

Il grafico (**Figura 13**) sottostante evidenzia come nel 2030 tutti gli scenari presentino una riduzione delle emissioni di CO₂ superiore al 15% VS IL 2020, con un calo superiore al 30% in ST e DG. Nel 2040, invece, GCA è lo scenario con il più alto tasso di riduzione delle emissioni (~78%), mentre negli scenari ST e DG si giunge ad una riduzione poco superiore all'50%. In generale, quindi, tutti gli scenari sono in linea con gli obiettivi europei di decarbonizzazione imposti per il 2050.

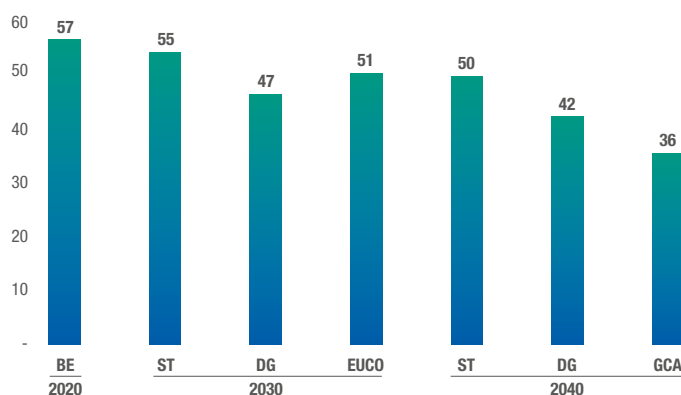
FIGURA 13 – RIDUZIONE EMISSIONI CO₂ IN EUROPA - [Mton]



Fonte: TYNDP 2018 – Scenario Report –ENTSO

Anche a livello italiano, come mostrato nella seguente **Figura 14** tutti gli scenari presentino una riduzione delle emissioni di CO₂ che nel 2030 risulta per tutti gli scenari superiore al 4% vs il 2020, con un calo del 18% nel caso DG. Nel 2040, invece, GCA è lo scenario con il più alto tasso di riduzione delle emissioni (~37%), mentre negli altri scenari si giunge ad una riduzione del 12 nel caso ST e del 25% nel DG.

FIGURA 14 – RIDUZIONE EMISSIONI CO₂ IN ITALIA - [Mton]



Fonte: TYNDP 2018 – Scenario Report –ENTSO

Scambi di energia elettrica interzonali e crossborder

Nella **Figura 15** e seguenti sono riportati i valori previsionali degli scambi di energia tra le zone italiane e con i paesi al confine negli scenari ST e DG agli orizzonti temporali 2030 e 2040.

FIGURA 15 – PREVISIONI SCAMBI DI ENERGIA [MWh] – SCENARIO ST 2030

| ITn-AT | ITn-CH | ITn-FR | ITn-SI | ITn-GR | ITn-ITn | ITcn-ITn | ITcn-ITcs | ITcn-ITsar | ITcs-ITs | ITcs-ITsar | ITsic-ITs | MT-ITsic | TUN-ITsic | FRcors-ITsar | ITcs-ME |
|--------|--------|--------|--------|--------|---------|----------|-----------|------------|----------|------------|-----------|----------|-----------|--------------|---------|
| 4.488 | 17.605 | 22.255 | 10.206 | 1.107 | 6.570 | 1.733 | 1.982 | 125 | 996 | 749 | 32 | - | - | - | 3.438 |

| ITn-AT | ITn-CH | ITn-FR | ITn-SI | ITn-GR | ITn-ITn | ITcn-ITn | ITcn-ITcs | ITcn-ITsar | ITcs-ITs | ITcs-ITsar | ITsic-ITs | MT-ITsic | TUN-ITsic | FRcors-ITsar | ITcs-ME |
|--------|--------|--------|--------|--------|---------|----------|-----------|------------|----------|------------|-----------|----------|-----------|--------------|---------|
| 2.670 | 2.052 | 4.183 | 1.212 | 2.693 | 8.601 | 17.327 | 1.121 | 27.983 | 2.239 | 4.451 | 880 | 3.767 | 931 | 4.357 | - |

Fonte: TYNDP 2018 – Scenario Report –ENTSO

FIGURA 16 – PREVISIONI SCAMBI DI ENERGIA [MWh] – SCENARIO DG 2030

| ITn-AT | ITn-CH | ITn-FR | ITn-SI | ITn-GR | ITn-ITn | ITcn-ITn | ITcn-ITcs | ITcn-ITsar | ITcs-ITs | ITcs-ITsar | ITsic-ITs | MT-ITsic | TUN-ITsic | FRcors-ITsar | ITcs-ME |
|--------|--------|--------|--------|--------|---------|----------|-----------|------------|----------|------------|-----------|----------|-----------|--------------|---------|
| 6.649 | 26.462 | 22.861 | 13.111 | 1.621 | 5.599 | 2.207 | 2.151 | 1.105 | 462 | 422 | 10 | - | - | - | 1.217 |

| ITn-AT | ITn-CH | ITn-FR | ITn-SI | ITn-GR | ITn-ITn | ITcn-ITn | ITcn-ITcs | ITcn-ITsar | ITcs-ITs | ITcs-ITsar | ITsic-ITs | MT-ITsic | TUN-ITsic | FRcors-ITsar | ITcs-ME |
|--------|--------|--------|--------|--------|---------|----------|-----------|------------|----------|------------|-----------|----------|-----------|--------------|---------|
| 1.196 | 663 | 3.596 | 337 | 2.129 | 10.455 | 15.563 | 963 | 15.592 | 3.616 | 5.721 | 1.152 | 3.767 | 931 | 7.244 | - |

Fonte: TYNDP 2018 – Scenario Report –ENTSO

FIGURA 17 – PREVISIONI SCAMBI DI ENERGIA [MWh] – SCENARIO ST 2040

| ITn-AT | ITn-CH | ITn-FR | ITn-SI | ITn-GR | ITn-ITn | ITcn-ITn | ITcn-ITcs | ITcn-ITsar | ITcs-ITs | ITcs-ITsar | ITsic-ITs | MT-ITsic | TUN-ITsic | FRcors-ITsar | ITcs-ME |
|--------|--------|--------|--------|--------|---------|----------|-----------|------------|----------|------------|-----------|----------|-----------|--------------|---------|
| 4.870 | 28.515 | 33.519 | 4.878 | 1.343 | 5.916 | 3.578 | 2.103 | 124 | 440 | 721 | 81 | 150 | - | - | 5.916 |

| ITn-AT | ITn-CH | ITn-FR | ITn-SI | ITn-GR | ITn-ITn | ITcn-ITn | ITcn-ITcs | ITcn-ITsar | ITcs-ITs | ITcs-ITsar | ITsic-ITs | MT-ITsic | TUN-ITsic | FRcors-ITsar | ITcs-ME |
|--------|--------|--------|--------|--------|---------|----------|-----------|------------|----------|------------|-----------|----------|-----------|--------------|---------|
| 2.525 | 1.756 | 507 | 5.866 | 2.509 | 14.070 | 13.686 | 963 | 28.249 | 3.625 | 5.094 | 1.062 | 3.917 | 931 | 2.234 | - |

Fonte: TYNDP 2018 – Scenario Report –ENTSO

FIGURA 18 – PREVISIONI SCAMBI DI ENERGIA [MWh] – SCENARIO DG 2040

| ITn-AT | ITn-CH | ITn-FR | ITn-SI | ITn-GR | ITn-ITn | ITcn-ITn | ITcn-ITcs | ITcn-ITsar | ITcs-ITs | ITcs-ITsar | ITsic-ITs | MT-ITsic | TUN-ITsic | FRcors-ITsar | ITcs-ME |
|--------|--------|--------|--------|--------|---------|----------|-----------|------------|----------|------------|-----------|----------|-----------|--------------|---------|
| 4.577 | 26.599 | 27.335 | 5.655 | 1.290 | 5.607 | 4.573 | 2.281 | 475 | 827 | 775 | 36 | - | - | - | 5.569 |

| ITn-AT | ITn-CH | ITn-FR | ITn-SI | ITn-GR | ITn-ITn | ITcn-ITn | ITcn-ITcs | ITcn-ITsar | ITcs-ITs | ITcs-ITsar | ITsic-ITs | MT-ITsic | TUN-ITsic | FRcors-ITsar | ITcs-ME |
|--------|--------|--------|--------|--------|---------|----------|-----------|------------|----------|------------|-----------|----------|-----------|--------------|---------|
| 2.876 | 4.540 | 2.818 | 5.178 | 2.667 | 15.468 | 12.185 | 895 | 20.890 | 3.134 | 5.259 | 1.388 | 3.767 | 931 | 2.153 | - |

Fonte: TYNDP 2018 – Scenario Report –ENTSO

3. Contesto energetico italiano

3.1. Dinamica storica delle grandezze macroeconomiche

Nella successiva **Tabella 3**, con riferimento agli ultimi venti anni, si riporta la dinamica storica di lungo termine di variazione delle grandezze macroeconomiche driver nella previsione della domanda elettrica: valore aggiunto (VA)⁵, intensità elettrica⁶ (IE) e consumi di energia elettrica. Tale dinamica di variazione, viene espressa in termini di CAGR nei due periodi di osservazione dal 1996 al 2006, e dal 2006 al 2016.

Gli aggregati settoriali analizzati sono: agricoltura, industria, terziario⁷ e settore domestico, per i quali si fornisce anche il peso percentuale sul totale valore aggiunto (Struttura VA) e sul totale dei consumi elettrici (Struttura elettrica), nei due diversi periodi.

TABELLA 3 – ANALISI DINAMICA DELLE GRANDEZZE SETTORIALI

| Settore | Struttura VA 1996 [%] | Struttura elettrica 1996 [%] | CAGR VA [%] | CAGR IE [%] | CAGR Consumi [%] |
|-------------------------|-----------------------|------------------------------|-------------|-------------|------------------|
| Dal 1996 al 2006 | | | | | |
| Industria | 28% | 53% | 1,1% | 0,8% | 1,9% |
| - di cui Beni intermedi | 6% | 26% | 1,7% | -0,4% | 1,2% |
| - di cui Beni finali | 22% | 26% | 1,0% | 1,6% | 2,6% |
| Terziario | 70% | 22% | 1,7% | 3,2% | 4,9% |
| Domestico | - | 24% | 1,6%* | -0,1% | 1,5% |
| Agricoltura | 2% | 2% | 0,4% | 2,6% | 3,0% |
| TOTALE | 100% | 100% | 1,5% | 1,1% | 2,6% |

| Settore | Struttura VA 2006 [%] | Struttura elettrica 2006 [%] | CAGR VA [%] | CAGR IE [%] | CAGR Consumi [%] |
|-------------------------|-----------------------|------------------------------|--------------|--------------|------------------|
| Dal 2006 al 2016 | | | | | |
| Industria | 27% | 49% | -1,8% | -0,6% | -2,4% |
| - di cui Beni intermedi | 6% | 23% | -1,1% | -2,2% | -3,2% |
| - di cui Beni finali | 21% | 26% | -2,0% | 0,3% | -1,7% |
| Terziario | 71% | 28% | -0,1% | 1,6% | 1,5% |
| Domestico | - | 21% | -0,4%* | -0,1% | -0,5% |
| Agricoltura | 2% | 2% | 0,2% | -0,1% | 0,1% |
| TOTALE | 100% | 100% | -0,5% | -0,2% | -0,7% |

Source: ISTAT Conti Economici Nazionali (marzo 2017)

* CAGR della spesa per consumi delle famiglie

Per quanto alle dinamiche delle diverse grandezze, si osserva:

Valore aggiunto

Il tasso medio annuo di variazione del valore aggiunto nel suo complesso, positivo nel periodo 1996-2006 (+1,5%), diviene negativo nella seconda decade (-0,5%), con un calo di 2 punti percentuali (p.p.).

(5) Valore aggiunto è la risultante della differenza tra il valore della produzione di beni e servizi conseguita dalle singole branche produttive ed il valore dei beni e servizi intermedi dalle stesse consumati (materie prime e ausiliarie impiegate e servizi forniti da altre unità produttive)

(6) La grandezza nota come **intensità elettrica** è una misura dell'efficienza **elettrica** del sistema di una nazione. Viene calcolata come domanda di energia elettrica diviso unità di prodotto interno lordo (PIL). Alte intensità elettriche indicano un alto consumo (e relativo costo) di energia per l'ottenimento di una unità di PIL.

(7) Qui inclusivo del comparto trasporti.

Più in dettaglio, il CAGR del valore aggiunto del settore industriale subisce la contrazione maggiore, nei venti anni in esame quasi -3 p.p., passando da un tasso +1,1% nel primo periodo a -1,8% medio annuo nella seconda decade.

Anche per il settore terziario si osserva una rilevante flessione del CAGR, che passa dal +1,7% del primo periodo a un tasso prossimo allo zero (-0,1%) nel periodo più recente, con un calo di 1,8 punti percentuali; un calo ancorché su valori positivi, si registra anche per il CAGR del valore aggiunto nel settore dell'agricoltura.

Intensità elettrica

A livello complessivo, nel passare dal primo al secondo periodo in esame si registra una consistente flessione (-1,3 punti percentuali) del tasso medio annuo di variazione dell'intensità elettrica del valore aggiunto. Alla fine del periodo 2006-2016 l'intensità elettrica in Italia varia con un CAGR prossimo allo zero (-0,2% per anno).

A livello settoriale la dinamica dell'intensità mostra un calo nell'industria, ove si passa da +0,8% per anno nel primo periodo a ad un valore negativo (-0,6%) nel secondo decennio. In particolare per i beni intermedi si passa da -0,4% nel primo periodo a -2,2% nella seconda decade; contestualmente l'industria dei beni finali evolve da un tasso del +1,6% tra 1996 e 2006 ad un tasso 0,3% nel secondo periodo.

Per quanto riguarda il terziario, pur registrandosi un calo di 1,6 punti percentuali tra i due periodi, (da +3,2% tra '96 e 2006 a +1,6% tra 2006 e 2016), permane tuttavia a fine periodo un tasso medio annuo positivo.

Nel settore domestico – utilizzando la proxy della spesa per consumi delle famiglie nella elaborazione dell'indicatore di intensità – si osserva una situazione stazionaria, mantenendosi su un livello di CAGR pressoché nullo (-0,1%) nei due periodi.

Nel settore agricoltura infine si registra un calo della dinamica dell'intensità, dal +2,6% del primo decennio al -0,1% per anno del periodo 2006-2016.

Consumi di energia elettrica

Il tasso di variazione dei consumi (dinamica dei consumi), che era pari a +2,4% nel primo periodo (1996-2006), è divenuto negativo (-0,7% medio per anno) nel secondo periodo (2006-2016).

In particolare il settore industriale risulta maggiormente impattato con un livello di consumi elettrici, che si riducono da un tasso medio annuo del +1,9% nel periodo 1996-2006 al -2,4% per anno nel secondo periodo.

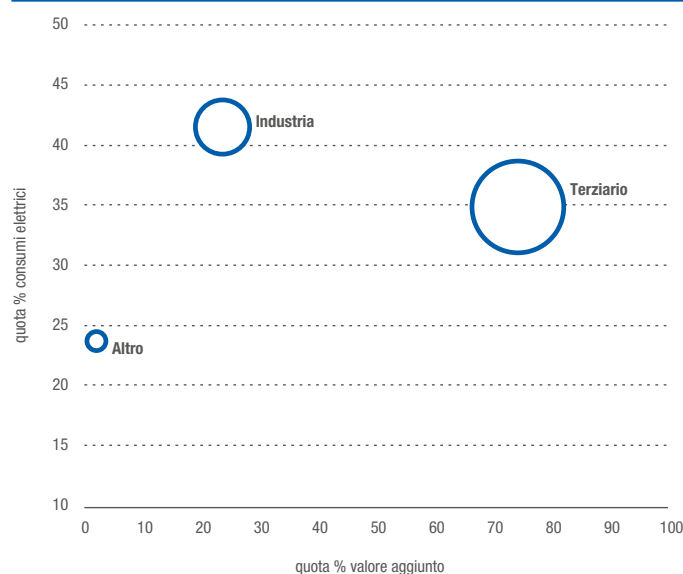
L'analisi del trend storico delle grandezze in **Tabella 3**, ed in particolare l'evoluzione dell'intensità elettrica settoriale, è di grande rilevanza ai fini della definizione degli scenari di domanda di energia elettrica all'orizzonte di previsione.

In particolare, con riferimento al 2016, la successiva **Figura 19** evidenzia che nella struttura del valore aggiunto il settore terziario rappresenta una quota del 74% con un peso solo del 35% sul totale dei consumi elettrici. L'industria viceversa, "pesa" solo per il 24% in termini di valore aggiunto mentre ha un peso preponderante, il 42%, sul totale dei consumi elettrici.

In conclusione, per quanto riguarda il valore aggiunto, il settore terziario è da tempo il settore preponderante con quote crescenti nel lungo termine. Quanto a consumi elettrici, tale settore guadagna quote rispetto ai consumi totali, pur mantenendosi ancora nella struttura dei consumi elettrici al di sotto del settore industriale.

Il settore industriale viceversa perde quote sia in termini di valore aggiunto – ove il calo è di 4 p.p. dal 1996 al 2016 - che in termini di consumi elettrici – con un calo di ben 11 punti percentuali da '96 al 2016.

FIGURA 19 – QUOTE SETTORIALI 2016 NELLA STRUTTURA DEL V.A. E DEI CONSUMI ELETTRICI (%)



Source: ISTAT Contabilità Nazionale

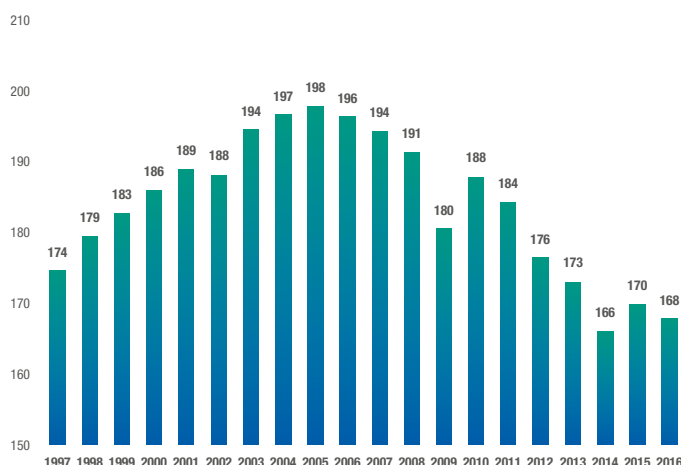
3.2. Situazione Energetica Nazionale e Bilancio Energetico

“La situazione energetica nazionale nel 2016” del maggio 2017 ed il Bilancio Energetico Nazionale (BEN) curati dal Ministero dello Sviluppo Economico monitorano ed analizzano annualmente il settore dell'energia in Italia.

In **Figura 20** è riportata la serie storica del consumo interno lordo italiano di energia (CIL) dal 1997, espresso in milioni di tonnellate di petrolio equivalente (MTep).

Dopo un punto di massimo di circa 198 MTep toccato nel 2005, il consumo interno lordo di energia in Italia mostra una tendenza di fondo al ripiegamento, con le eccezioni degli anni 2010 e del 2015.

FIGURA 20 – ANDAMENTO DEL CONSUMO INTERNO LORDO DI ENERGIA IN ITALIA (MTep)

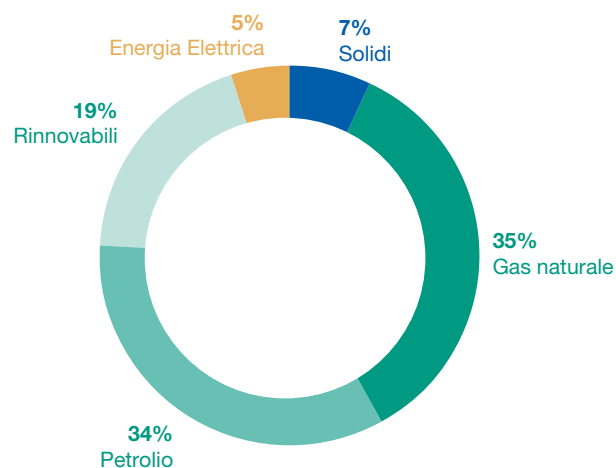


Source: Ministero dello Sviluppo economico Bilancio Energetico Nazionale aa-vv. 2016 dato provvisorio.

Nel 2016 si osserva una tendenza al recupero dell'andamento di fondo calante, del CIL di energia che ha raggiunto il valore di circa 168 MTep, in flessione del 1,2% rispetto al 2015.

In **Figura 21** si riportano le quote percentuali delle fonti primarie sul consumo interno lordo totale di circa 168 MTep: solidi, gas naturale, petrolio, fonti rinnovabili, energia elettrica.

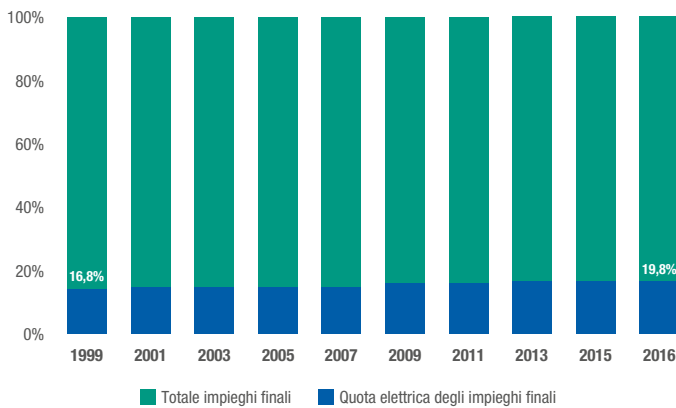
FIGURA 21 – CONSUMO INTERNO LORDO DI ENERGIA: QUOTE 2016 PER FONTE PRIMARIA (%)



Source: Ministero dello Sviluppo economico

Nella successiva **Figura 22** si riportano i valori storici del peso dei consumi di energia elettrica sul totale dei consumi finali. Tali dati evidenziano una crescita della quota dei consumi finali elettrici dal 1999 al 2016 di 3 punti percentuali, raggiungendo un valore di circa 24,6 MTep.

FIGURA 22 – EVOLUZIONE DEGLI IMPIEGHI FINALI ELETTRICI SUL TOTALE IMPIEGHI (%)



Source: Ministero dello Sviluppo Economico – Dipartimento per l’energia – Statistiche ed analisi energetiche e minerarie DGSAIE <http://dgerm.sviluppoeconomico.gov.it/dgrem>

Nel 1999, infatti, la quota di impieghi finali soddisfatta dal vettore elettrico rappresentava il 16,8% del totale; tale quota è salita al 19,8% nel 2016. Peraltro negli ultimi quattro anni tale quota rimane stabile.

Questo aumento riflette la maggiore diffusione delle applicazioni elettriche che nel periodo considerato, ha determinato una crescita totale dei consumi di energia elettrica di circa l’8% a fronte di una diminuzione degli impieghi complessivi di energia del 7%.

Nel periodo in esame, i consumi elettrici hanno registrato il maggior incremento nel settore terziario e domestico (rispettivamente con un +65,5% e +9,0%) compensando la riduzione del settore industriale (-12,4%) che ha maggiormente risentito della crisi economica come verrà meglio dettagliato nel seguito (v. **paragrafo 3.3**).

Nella **Tabella 4** si riporta l’andamento del settore energetico italiano nel periodo gen.–set. 2017 rispetto allo stesso periodo del 2016.

Da una prima lettura, il 2017 si profilerebbe come un anno di differenziazione tra le fonti: in recupero la domanda di energia elettrica e la domanda di gas naturale - trascinata dalla domanda del comparto della generazione elettrica - mentre l’andamento dei prodotti petroliferi si posiziona in campo negativo.

TABELLA 4 – ANDAMENTO PRINCIPALI FONTI ENERGETICHE (GEN.–SET. 2017 VS GEN.–SET. 2016)

| | Gas naturale [consumo interno lordo]* | Energia elettrica [richiesta]** | Prodotti petroliferi [totale consumi]*** |
|--------------|---|------------------------------------|---|
| Variazione % | 9,7% | 1,7% | -1,8% |

Source: Ministero dello Sviluppo Economico – Dipartimento per l’energia – Statistiche ed analisi energetiche e minerarie DGSAIE <http://dgerm.sviluppoeconomico.gov.it/dgrem/bilanciogas.asp>

* Dato gennaio-agosto

** Source: Terna – dato provvisorio

*** Source: Ministero dello Sviluppo Economico – Dipartimento per l’energia – Statistiche ed analisi energetiche e minerarie DGSAIE <http://dgerm.sviluppoeconomico.gov.it/dgrem/consumipetroliferi.asp>

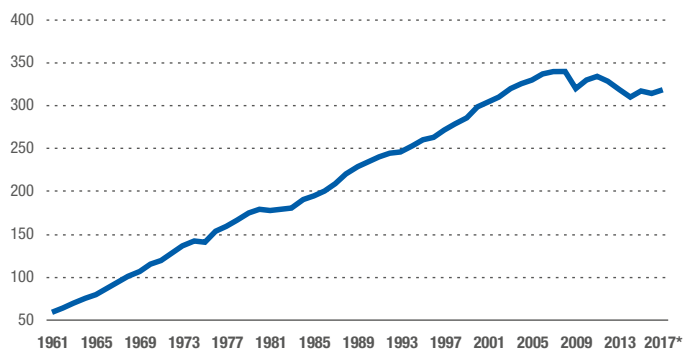
Le nuove applicazioni concepite per l’utilizzazione del vettore elettrico (ad esempio l’auto elettrica) e quelle in grado di estenderne la flessibilità d’uso (storage), suggeriscono ulteriori evoluzioni nel lungo termine del processo di sostituzione tra fonti energetiche. Questo trend, peraltro già verificabile nei consuntivi del Bilancio Energetico Nazionale, viene generalmente indicato in termini di *elettrificazione della domanda energetica*.

Nelle visioni di lungo termine, si ipotizza l’ampliarsi dello spettro di applicazioni dell’elettricità in settori non tradizionali, quali il riscaldamento e i trasporti, e nell’industria ove il processo di graduale sostituzione è già in atto da tempo. Tali aspetti sono considerati nella formulazione degli scenari di medio-lungo termine, nel World Energy Outlook dell’OECD/IEA, che rappresenta il benchmark a livello internazionale.

3.3. Evoluzione storica della domanda elettrica ed impatto dell’andamento dell’economia sulla domanda elettrica

L’analisi della serie storica della domanda di energia elettrica in Italia dal 1961 al 2017 (vedi **Figura 23**), evidenzia un lungo periodo di crescita piuttosto regolare, ad eccezione della fase corrispondente alle cosiddette “crisi energetiche” a cavallo tra gli anni ’70 e gli anni ’80, culminato con i massimi relativi del biennio 2007-2008. Successivamente, a partire dalla contrazione di -5,7% registrata nel 2009 rispetto al 2008 che ha rappresentato un fenomeno rilevante, è iniziata una fase altalenante con un profilo di fondo in lenta flessione che perdura fino al 2016 (-0,8% sul 2015).

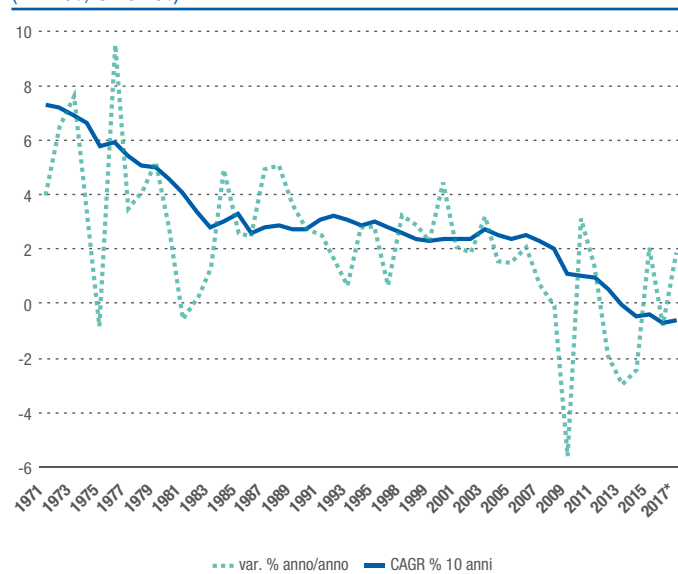
FIGURA 23 – RICHIESTA DI ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA DAL 1961 (TWh)



Source: Terna.
*Dato provvisorio

I dati provvisori 2017 tornano invece a segnalare un anno di contenuta ripresa della domanda che potrebbe attestarsi a circa 320,4 TWh, +2% rispetto al 2016.

Per una miglior comprensione della dinamica della variazione della domanda elettrica nel tempo, si riporta in **Figura 24** la serie storica dagli anni ’70 fino al 2017, delle variazioni percentuali della domanda elettrica tra due anni consecutivi, e dei tassi medi annui percentuali decennali di incremento della domanda (CAGR).

FIGURA 24 – DINAMICA DELLA RICHIESTA ELETTRICA IN ITALIA (VAR.%; CAGR%)


Source: Terna.

Si osserva la notevole variabilità dei livelli della domanda di energia elettrica anno su anno: da incrementi annui elevati, si passa a variazioni anche negative (negli anni 1975 e 1981 e più recentemente nel 2009 e nel periodo 2012-2014). Ciò è dovuto al sovrapporsi di numerosi effetti, tra i quali – oltre a quello principale dovuto alle diverse fasi del ciclo economico – le differenze di calendario⁸ tra ciascun anno, le diverse temperature mensili, soprattutto nei mesi più freddi e più caldi.

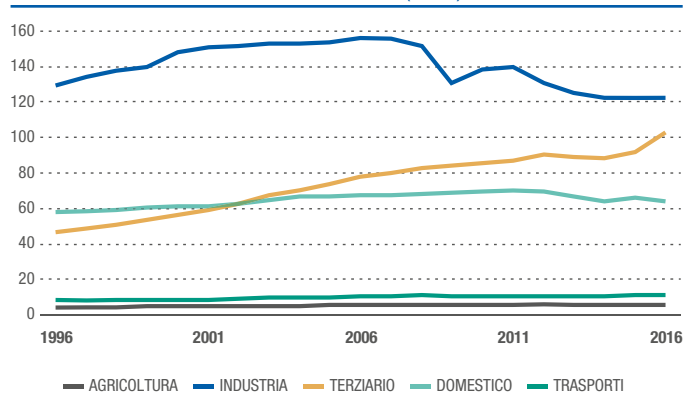
L'andamento del tasso medio annuo decennale della richiesta elettrica (CAGR), smorzando in parte le oscillazioni annuali, permette di evidenziare meglio l'andamento di fondo della richiesta elettrica.

Si osserva infatti che il sistema elettrico italiano – dopo la storica fase di sviluppo caratterizzata da tassi molto elevati – ha attraversato dalla metà degli anni '80 una fase più matura con tassi medi annui di crescita compresi tra il 2% e il 3% per anno, fino al 2008 (+2%).

Negli anni successivi, tale tasso si è continuamente ridotto fino a toccare livelli debolmente negativi a partire dal 2014 (con valori tra -0,4% e -0,7%).

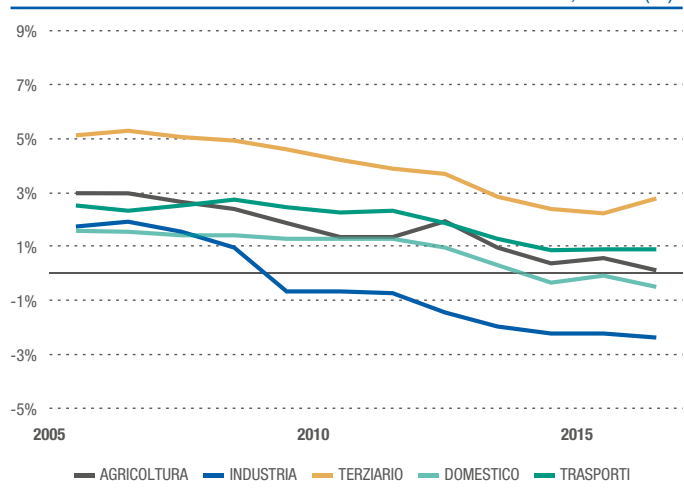
Con riferimento ai dati storici definitivi del periodo 1996-2016, l'analisi dell'andamento dei consumi elettrici per settore di attività (vedi **Figura 25**) evidenzia due aspetti di rilievo: i) il ridimensionamento dei consumi elettrici dell'industria, che nel periodo 2014 - 2016 si riporta ai livelli della metà degli anni '90, ii) la perdurante crescita dei consumi del settore terziario, qui riportato al netto dei consumi per il trasporto.

In mancanza di una inversione di tendenza, si consoliderà nel medio-lungo termine un processo di cambiamento strutturale dell'utilizzo del vettore elettrico in Italia, con un maggior impiego nel settore terziario, dei trasporti e civile/residenziale ed una riduzione dei consumi per uso industriale.

FIGURA 25 – CONSUMO PER SETTORE (GWh)


Source: Terna.

L'andamento del CAGR decennale dei consumi per settore (v. **Figura 26**) evidenzia dinamiche differenti nei settori in esame. Partendo da un inizio periodo in cui tutti i settori mostrano CAGR positivi, a fine periodo: i) settori come terziario, trasporti e agricoltura registrano tassi ancora positivi, cioè indicativi di consumi elettrici in espansione e, ii) settori come l'industria e il domestico, mostrano valori negativi.

FIGURA 26 – DINAMICA DEI CONSUMI ELETTRICI IN ITALIA, CAGR (%)


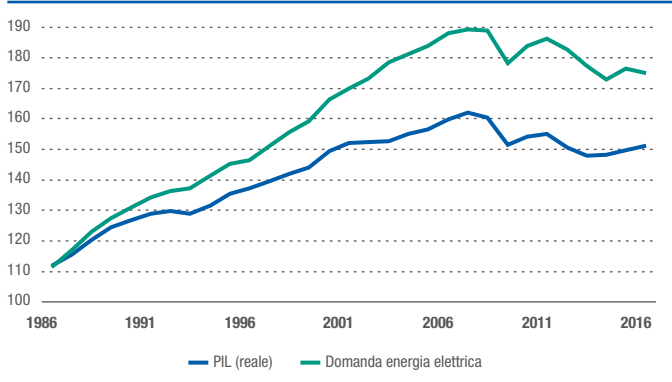
Source: Terna.

Gli scenari di medio – lungo termine della domanda di energia elettrica sono influenzati in larga misura dalla relazione tra domanda di energia elettrica e andamento dell'economia, di cui i principali indicatori includono il PIL, Prodotto Interno Lordo e il valore aggiunto dei settori economici che compongono il PIL.

Nella **Figura 27** si riporta l'andamento dal 1986 al 2016 della domanda elettrica e del prodotto interno lordo (a moneta costante) espresso con numeri indice con base 1980 pari a 100.

(8) Non solo tra anni bisestili ed anni di 365 giorni, ma anche tra anni di uguale lunghezza (365 giorni) ma con diverso numero di giornate lavorative.

FIGURA 27 – PIL E DOMANDA ELETTRICA IN ITALIA DAL 1986 (1980=100)



Source: Terna ed elaborazioni su dati ISTAT

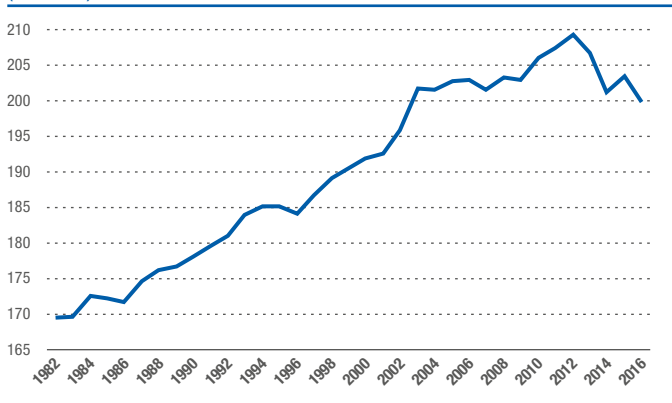
Da un'analisi del trend storico delle suddette grandezze si evidenzia al contempo una marcata similitudine nei profili ma anche una crescente divaricazione tra i due tracciati. Globalmente, tra inizio e fine periodo la ricchezza prodotta nel Paese, espressa in termini di PIL, aumenta dal 1980 al 2016 di 51 punti percentuali mentre la domanda elettrica cresce di 75 p.p. In questo arco di tempo cioè per la produzione di una unità di PIL si sono impiegate quantità crescenti di energia elettrica.

Su un orizzonte più ravvicinato si osserva che tra 2000 e 2016 il PIL varia di 1 p.p. mentre la domanda elettrica di 5 p.p..

Sulla base di tali considerazioni, si conferma che la relazione tra domanda elettrica ed economia non è costante nel tempo. Per un approfondimento, si propone pertanto una breve analisi della grandezza derivata "intensità elettrica del PIL", quale rapporto tra domanda elettrica e PIL.

Da un'analisi storica (vedi **Figura 28**) si osserva un andamento di fondo prevalentemente crescente, che ha comportato il passaggio dell'intensità elettrica da un valore di circa 170 kWh/k€ nel 1982 al livello di circa 200 kWh/k€ nel 2016 (+20% complessivamente in circa 30 anni).

FIGURA 28 – INTENSITÀ ELETTRICA DEL PIL IN ITALIA DAL 1982 (kWh/k€)



Source: elaborazione su dati Terna e ISTAT

(9) Per la maggior parte affetta i consumi del settore domestico e del terziario.

Dopo che in un primo periodo fino al 2002 si erano alternate fasi generalmente poco prolungate di contrazione e fasi di ripresa, nei sette anni dal 2003 al 2009 l'intensità elettrica si era mantenuta stabile in un range di variazione piuttosto ristretto.

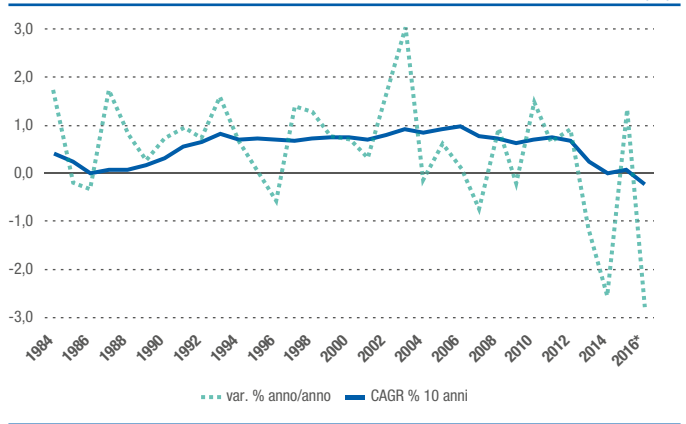
Dal 2010 al 2012 si è osservata una nuova fase di crescita, a ulteriore evidenza del crescente impiego del vettore elettrico alla formazione del PIL nazionale, pur in presenza di una riduzione in termini assoluti della domanda di energia elettrica. Dal 2013 è quindi intervenuta una nuova flessione dell'intensità elettrica.

L'indicatore, per sua natura costruito sul rapporto tra due grandezze, risente degli andamenti di queste ultime. Ad esempio il 2008, anche se caratterizzato da un modesto calo della domanda elettrica, infatti, appare come un anno di recupero dell'intensità poiché il calo del PIL era stato superiore.

Viceversa, nel 2009, ad una notevole flessione del PIL (-5,5%), ha fatto riscontro un calo della domanda elettrica di ampiezza leggermente superiore (-5,7%) comportando un lieve arretramento dell'intensità elettrica. Per concludere, nel 2016 a fronte di un calo della domanda elettrica dello 0,8%, l'intensità registra una flessione di circa 3 punti percentuali (-2,9%) rispetto al 2015.

L'andamento storico della dinamica dell'intensità elettrica italiana dal 1984 al 2016, riportato in **Figura 29**, è espresso in termini di tasso di variazione medio annuo nel decennio in esame e come variazione % di un anno sull'anno precedente.

FIGURA 29 – DINAMICA INTENSITÀ ELETTRICA IN ITALIA DAL 1984 (%)



Source: elaborazioni su dati Terna

In particolare l'utilizzo di medie scorrevoli pluriennali CAGR consente di filtrare sufficientemente alcuni effetti congiunturali, quale ad esempio per la componente elettrica quello dovuto alla temperatura⁹, consentendo l'individuazione di un andamento di fondo.

Nel periodo rappresentato in **Figura 29** si può osservare che, nonostante le ampie variazioni dell'intensità elettrica anno su anno, la dinamica di lungo periodo della stessa si attesta tra 1984 e 2015 entro una ristretta fascia di variazione tra 0 e 1%, anche nelle fasi di crisi di cui in precedenza attestandosi infine nel 2016, su un livello debolmente negativo, -0,2%, al di sotto di questa fascia.

Per quanto riguarda un'analisi per settore, riferita a dati definitivi fino al 2016, si citano alcuni ulteriori fattori che potrebbero avere influenza in una prospettiva di lungo periodo sui consumi di energia elettrica e sull'intensità elettrica, di cui si deve tener conto nelle analisi di scenario.

L'effetto più significativo è potenzialmente quello che può venire dalle variazioni dei consumi **industriali**, visto il peso preponderante – circa il 42% nel 2016 - di questo settore nella struttura dei consumi elettrici italiani. L'industria italiana, in alcuni comparti in particolare, è da tempo esposta a fenomeni di delocalizzazione e aspra competizione internazionale. Su alcuni dei fattori competitivi – in particolare il costo dell'energia e gli obblighi che derivano dalla direttiva ETS – si rileva peraltro una particolare sensibilità delle istituzioni nazionali e Comunitarie¹⁰, soprattutto per quel che riguarda le imprese definite **energivore**.

3.4. Efficienza energetica sui consumi finali

Come evidenziato nei capitoli precedenti, il vettore elettrico ricopre un ruolo crescente nelle dinamiche del Sistema Energetico Nazionale. D'altro canto le politiche energetiche continuano ad incentivare¹¹ l'uso più efficiente delle risorse energetiche, disegnando una prospettiva di radicale transizione nell'uso di tutte le fonti.

Il Rapporto Annuale sull'Efficienza Energetica (RAEE) dell'ENEA, monitora annualmente gli effetti delle policy di efficienza energetica nel nostro Paese, effettuando una valutazione dei risparmi energetici conseguiti nei diversi settori - residenziale, terziario, industria e trasporti - e rispetto alle misure attuate.

In particolare, nel Rapporto (v. **Tabella 5**), viene riportato l'obiettivo atteso fissato dalle diverse disposizioni normative per il miglioramento dell'efficienza energetica e il livello dell'obiettivo raggiunto al 2016 in termini assoluti ed in percentuale sull'obiettivo atteso.

TABELLA 5 – RISPARMI ENERGETICI CONSEGUITI AL 2016

| Documento | Orizzonte temporale | Risparmio di energia finale atteso | Risparmio conseguito al 2016 | Risparmio conseguito al 2016 vs atteso |
|--|---------------------|------------------------------------|------------------------------|--|
| PAEE (Piano d'Azione per l'Efficienza Energetica) 2011 | 2005 - 2016 | 10,87 MTep/anno al 2016 | 11,58 MTep | c.a. 106,5% |
| PAEE 2014 | 2011 - 2020 | 15,5 MTep/anno al 2020 | 6,41 MTep | c.a. 41,4% |
| Risparmi obbligatori ai sensi Art. 7 della Direttiva 27/2012/UE sull'Efficienza Energetica | 2014-2020 | 25,8 MTep cumulati al 2020 | 4,564 MTep | c.a. 25,8% |

Source: Rapporto Annuale Efficienza Energetica (RAEE) dell'ENEA

Ai fini della stima dei risparmi energetici, l'ENEA prende a riferimento i seguenti driver:

- meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica (Certificati Bianchi);
- riconoscimento delle detrazioni fiscali per la riqualificazione energetica e il recupero edilizio;
- Conto Termico che prevede incentivi per interventi di incremento dell'efficienza energetica sugli edifici esistenti della Pubblica Amministrazione e interventi di piccole dimensioni di produzione di energia termica da fonti rinnovabili e installazione di sistemi ad alta efficienza quali sostituzione di impianti esistenti con generatori alimentati a fonti rinnovabili (pompe di calore, caldaie, stufe e termocamini a biomassa, sistemi ibridi a pompe di calore), installazione di impianti solari termici anche abbinati a tecnologia solar cooling per la produzione di freddo. (Decreto interministeriale del 16 febbraio 2016);
- certificazione energetica degli edifici che prevede requisiti minimi imposti dal succitato Decreto, per quanto riguarda le nuove costruzioni e gli ampliamenti a garanzia di migliori rendimenti energetici nell'edilizia (Dlgs 192/05, di recepimento della Direttiva 2002/91/CE);
- rinnovo ecosostenibile del parco autovetture e autocarri fino a 3,5 tonnellate e applicazione del Regolamento 443/2009 del Parlamento Europeo e del Consiglio che definisce i livelli di prestazione in materia di emissioni delle autovetture nuove nell'ambito dell'approccio comunitario integrato finalizzato a ridurre le emissioni di CO₂ dei veicoli leggeri;
- shift modale dal trasporto privato al pubblico che considera i risparmi conseguiti grazie alla realizzazione dell'Alta Velocità Ferroviaria che ha sottratto volumi di traffico al trasporto aereo ed a quello autostradale;
- acquisto di grandi elettrodomestici nel settore residenziale;
- progetti finanziati attraverso i Fondi Europei.

Per quanto riguarda gli obiettivi stabiliti nei due PAEE, il rapporto evidenzia che la misura a cui si ricollegano i maggiori risparmi è rappresentata dal meccanismo dei Certificati Bianchi e che i settori residenziale e dell'industria sono quelli più attivi nell'adozione di misure di efficientamento. Si segnala infine la recente iniziativa congiunta di ENEA e GSE denominata "PA-Obiettivo efficienza energetica" per una mirata attività di supporto a 360 gradi con la Amministrazioni Pubbliche.

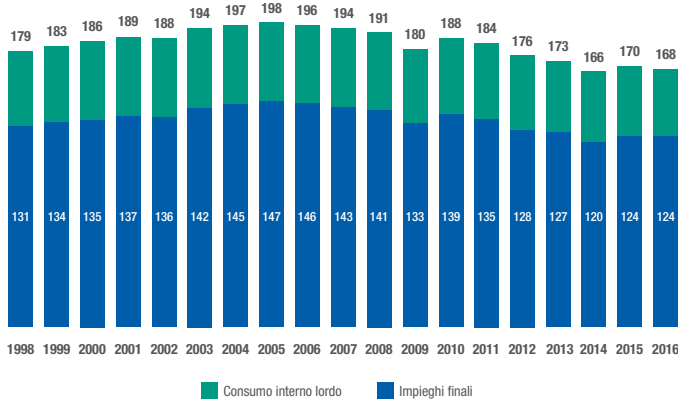
Le valutazioni quantitative dell'ENEA sui risparmi energetici complessivi conseguiti si prestano a considerazioni in merito all'impatto di tali risparmi sulla riduzione dei consumi energetici nazionali.

(10) "Communication from the Commission – Guidelines on certain state aid measures in the context of the greenhouse gas emission allowance trading scheme post 2012 – Strasbourg 22.5.2012 - C(2012) 3230 final.

(11) Investimenti per 9,5 mld di € nell'ultimo triennio di cui 3,3 mld di € nel 2016.

In particolare, dal trend storico riportato in **Figura 30**, si evidenzia una flessione degli impieghi finali di energia di circa 23 MTep dal 2005 al 2016 contestuale ad un arretramento del PIL.

FIGURA 30 – ANDAMENTO DEL CONSUMO INTERNO LORDO E IMPIEGHI FINALI DI ENERGIA IN ITALIA (MTep)

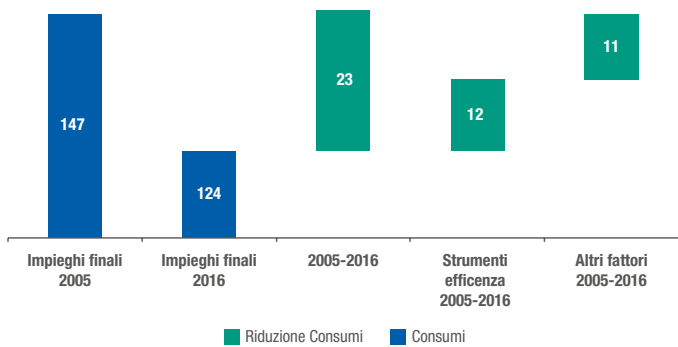


Source: Ministero dello Sviluppo Economico - Bilancio Energetico Nazionale aa-vv.

In tale periodo il CAGR risulta pari a -1,5% mentre, nel solo periodo 2011-2016 la flessione è di circa 11 MTep, con un calo del 1,6% per anno.

Facendo riferimento a quanto riportato nel Rapporto Annuale sull'Efficienza Energetica (RAEE) 2017 dell'ENEA, i risparmi energetici conseguiti per il periodo 2005 - 2016 per l'applicazione del PAEE 2011 ammontano a circa 12 MTep; dato che nello stesso periodo i consumi energetici finali hanno registrato una riduzione di circa 23 MTep, si può concludere che, accanto agli inevitabili effetti depressivi sui consumi generati dalla recessione del 2009, oltre la metà della riduzione dei consumi energetici è da ricondurre ad un incremento dell'efficienza (vedi seguente **Figura 31**).

FIGURA 31 – CONSUMI FINALI DI ENERGIA E EFFICIENZA ENERGETICA IN ITALIA (MTep)



Source: Elaborazioni Terna su dati ENEA e Ministero per lo Sviluppo Economico (MISE)

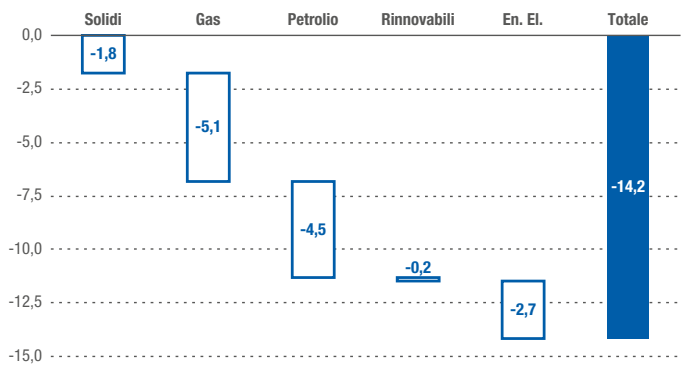
Tutti i settori hanno segnato un calo, ma la gran parte è dovuta al crollo dei consumi nel settore industriale che ha registrato un calo di 14,2 MTep pari al 63% del totale (vedi **Figura 32**).

Analizzando la flessione dei consumi per tipo di fonte energetica si osserva una riduzione dei consumi di gas e

petrolio, principalmente dovuti all'arretramento generalizzato della piccola e media industria il primo e alla minore attività del settore della raffinazione il secondo; minore invece la riduzione dei consumi di energia elettrica.

Sul dato aggregato di riduzione del consumo energetico è stato stimato che una quota di circa 3 MTep è dovuta all'aumento di efficienza: come documentato dal RAEE 2017.

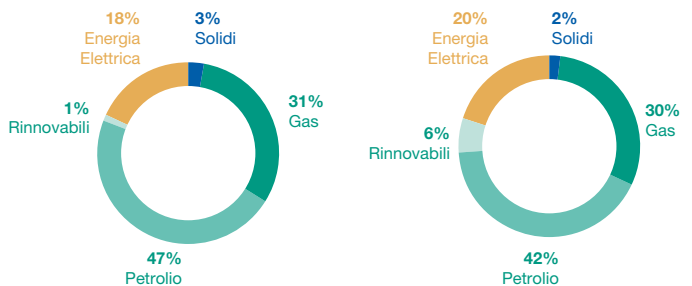
FIGURA 32 – CONFRONTO CONSUMI FINALI DI ENERGIA NEL SETTORE INDUSTRIALE - 2005-2016 (MTep)



Source: Nomisma Energia

In particolare, a fronte del calo in valore assoluto dell'energia elettrica, si registra un incremento nella struttura dei consumi finali rispetto alle altre componenti: +2 %. (vedi **Figura 33**).

FIGURA 33 – CONFRONTO CONSUMI FINALI DI ENERGIA - ITALIA 2005-2016 (%)



Source: Ministero dello Sviluppo Economico - Bilancio Energetico Nazionale aa-vv.

In sintesi il *consumo interno lordo* (CIL) di energia ha raggiunto il suo punto di massimo nel 2005 con 198 MTep per poi ridursi a 168 MTep a fine 2016. Nello stesso arco di tempo, gli *impieghi finali di energia* sono passati da 147 MTep a 124 MTep. Come si è descritto nei paragrafi precedenti il calo è stato determinato da una riduzione dei consumi legati ai cicli economici e dall'applicazione del Piano di Azione per l'Efficienza Energetica che rappresenta poco più della metà nella riduzione degli impieghi finali appena citata.

3.5. Variazione dei consumi di elettricità nei settori economici

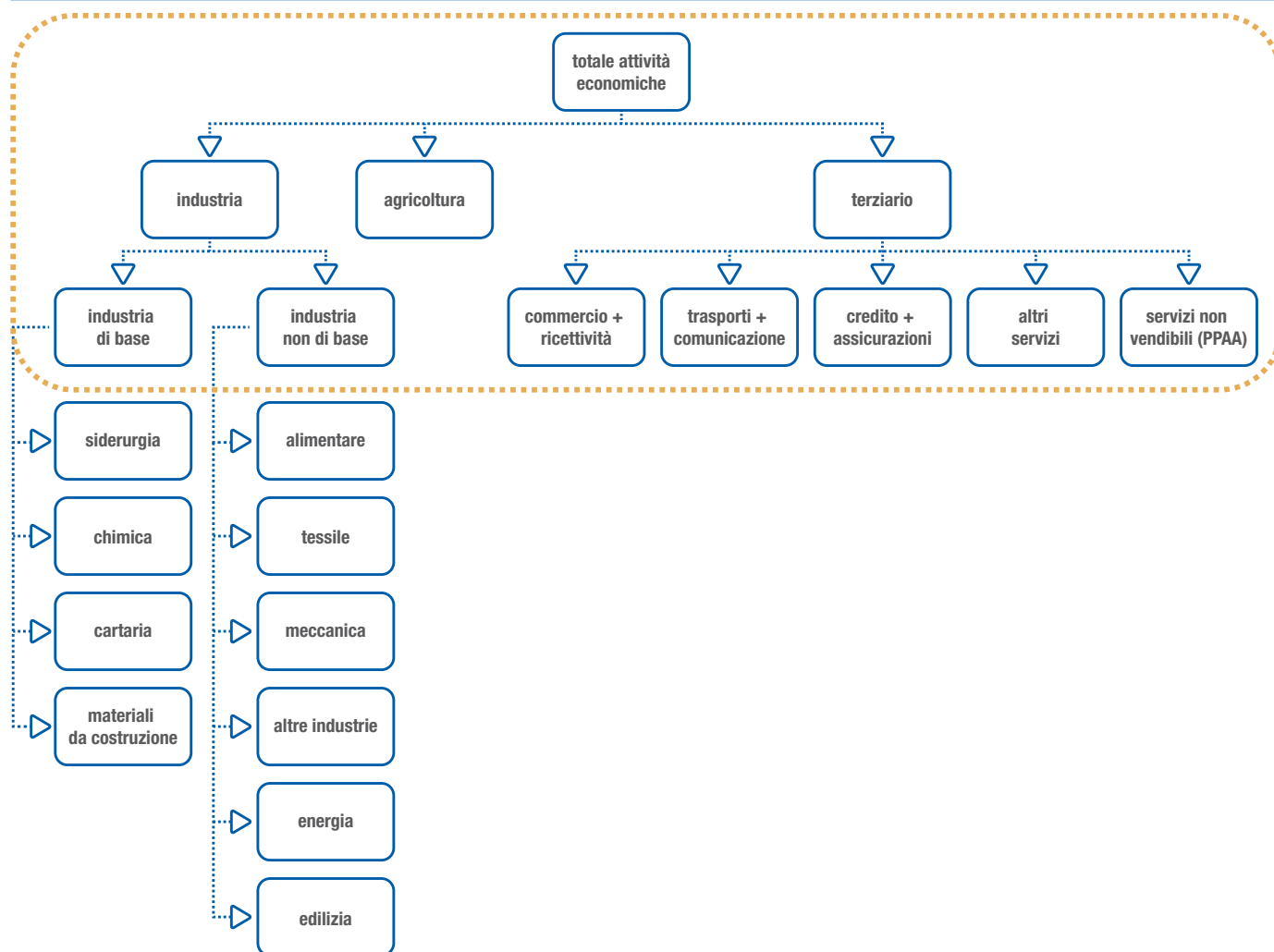
Al fine di individuare l'effetto dell'efficienza energetica sulla variazione dei consumi elettrici si riporta nel seguito un'analisi della variazione dei consumi nel periodo 2007-2016. In particolare l'analisi, riferita esclusivamente ai consumi dei settori economici industria, agricoltura e terziario (escluso quindi il domestico), è stata effettuata con una metodologia¹³ che consente di scomporre la variazione totale dei consumi elettrici in tre distinte componenti riconducibili ai tre principali fattori che incidono sulla domanda elettrica:

- variazione del livello di attività economica (crisi/sviluppo);
- modifiche della struttura delle attività economiche, intesa come peso dei tre settori sul totale;
- variazioni dell'intensità elettrica, che inglobano anche l'efficienza.

La parte di variazione non riconducibile ai suddetti fattori costituisce un effetto residuale di ridotta entità.

Nella successiva **Figura 34** si riporta un prospetto con l'indicazione dei vari settori di attività economiche. In particolare l'analisi in oggetto fa riferimento ai soli settori nell'area evidenziata.

FIGURA 34 – SCHEMA PER L'ANALISI DELLE ATTIVITÀ ECONOMICHE



Source: Elaborazioni Terna.

L'analisi parte dal 2007, anno di massimo storico della domanda elettrica italiana, nonché del valore aggiunto totale nazionale (espresso in valori concatenati¹³ con anno di riferimento 2010), ed arriva fino al 2016, ultimo anno di

consuntivo.

Nel 2007 i consumi complessivi di industria, agricoltura e terziario erano pari a 251,7 TWh, calando poi di 20,5 TWh circa

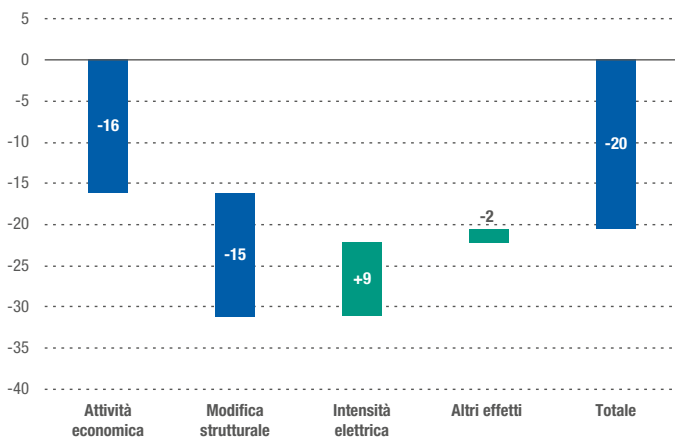
(12) Disponibili in letteratura diversi metodi per la scomposizione degli effetti. Qui usato è il metodo di Laspeyres "additivo", tra quelli indicati da International Energy Agency IEA (v. Heinen, S. – Analyzing Energy Use with Decomposition Methods – IEA, Paris 2013)

(13) Dall'anno 2005, nella contabilità nazionale ed europea, l'EUROSTAT ha introdotto un nuovo sistema di deflazione per il calcolo delle grandezze macroeconomiche: il metodo degli indici a catena (cfr. http://www3.istat.it/istat/eventi/2006/continazionali/dipalma_marini_concatenamento.pdf).

ai 231,2 TWh del 2016, con una flessione del -8,1%.

Analizzando i consumi in base alle tre voci componenti (industria, agricoltura e terziario) ed applicando la metodologia citata è possibile individuare l'effetto di ciascuno dei tre fattori prima indicati su tale variazione, come rappresentato nella successiva **Figura 35**.

FIGURA 35 – ANALISI DELLA VARIAZIONE DEI CONSUMI ELETTRICI DEI SETTORI ECONOMICI PER TIPO DI EFFETTO 2007-2016 (TWh)



Source: Elaborazioni Terna.

I risultati mostrano che a parità di altre condizioni la variazione tra i due anni del periodo in esame:

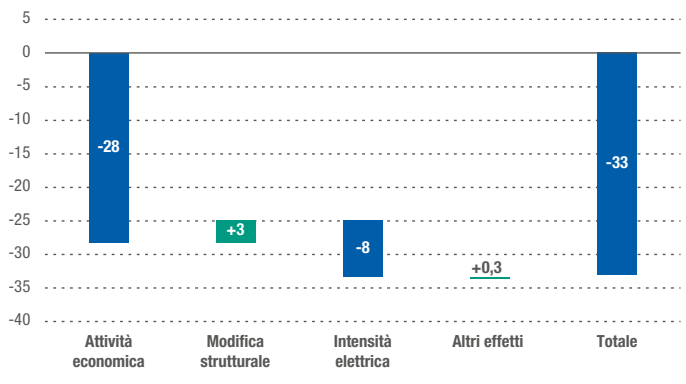
- del solo **livello di attività economica** avrebbe comportato una riduzione dei consumi elettrici di circa 16 TWh;
- della sola **struttura produttiva**, avrebbe avuto anch'essa un effetto deprimente sui consumi per un valore di quasi 15 TWh;
- al contrario, la variazione dell'**intensità elettrica** avrebbe determinato un aumento dei consumi di circa 9 TWh.

In sintesi, la riduzione complessiva dei consumi elettrici dei settori produttivi, legata alla crisi economica ed alla modifica strutturale a vantaggio dei settori meno energy intensive (terziario), è stata mitigata da un aumento degli impegni dell'energia elettrica nei suddetti settori (nuove applicazioni, innovazioni tecnologiche).

L'analisi è stata ripetuta solo per il settore industriale, diviso nei due grandi raggruppamenti delle industrie di base (*comprendente metallurgia, cartaria, chimica e industria dei materiali da costruzione*) e delle industrie non di base. Nel periodo 2007-2016 i consumi di energia elettrica del settore industriale hanno registrato una riduzione di 33,1 TWh circa (da 155,8 a 122,7 TWh).

La **Figura 36** evidenzia come l'effetto principale sia quello legato ai diversi livelli di attività economica, cioè alla flessione del valore aggiunto dei due raggruppamenti di industrie, che risulta negativo per un valore di poco superiore a 28 TWh; negativo anche l'effetto legato all'intensità elettrica (-8 TWh), che potrebbe ricondursi ad una crescita dell'efficienza energetica. L'effetto di modifica strutturale è invece positivo per circa 3 TWh.

FIGURA 36 – ANALISI DEGLI EFFETTI PER I SOTTO-SETTORI DELL'INDUSTRIA (TWh)



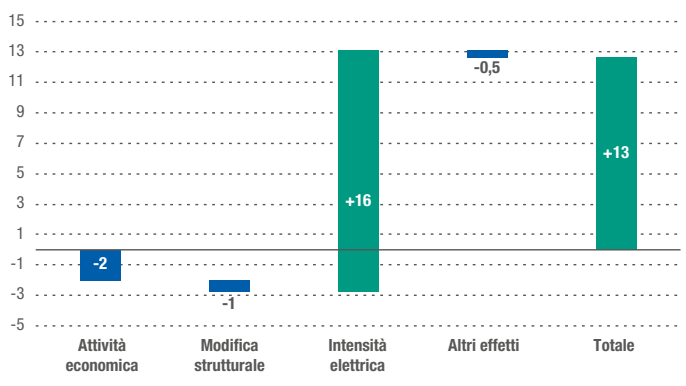
Source: Elaborazioni Terna.

Analizzando la variazione dei consumi elettrici relativi ai settori economici, è emerso un effetto rilevante del calo delle attività economiche. Tuttavia è importante sottolineare che tale calo non ha interessato in egual misura tutti i vari settori.

Alcuni settori hanno fatto registrare un segnale opposto rispetto al valore complessivo come per esempio il settore dei servizi o terziario (*commercio & alberghi, trasporti & comunicazioni, credito & assicurazioni, servizi vari e servizi non vendibili*). In questo periodo di tempo 2007-2016, i consumi sono aumentati di circa 13 TWh (+14,0%).

La **Figura 37** mostra che l'incremento dei consumi è guidato dall'elevato livello dell'effetto dell'intensità elettrica (quasi 16 TWh), di molto superiore agli altri effetti, tutti di segno negativo, di contenimento dei consumi dovuti a variazioni dell'attività (valore aggiunto) e di modifica strutturale all'interno del settore stesso (rispettivamente pari a circa -2 TWh e -1 TWh). Tale risultato indicherebbe il sensibile aumento delle applicazioni elettriche nel settore.

FIGURA 37 – SCOMPOSIZIONE DEGLI EFFETTI NEL SETTORE TERZIARIO (TWh)



Source: Elaborazioni Terna.

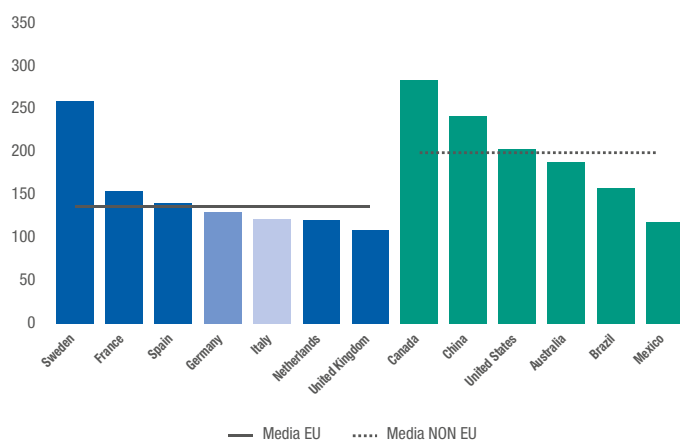
Dall'analisi sui settori produttivi, quindi, emerge che il nostro Paese sta attraversando una fase di radicale cambiamento sia nella struttura del prodotto interno che nell'impiego di risorse primarie: dalla produzione di beni industriali, che richiede elevati volumi di energia primaria, si sta migrando verso la distribuzione di servizi, settore basato su un uso più efficiente del vettore elettrico.

3.6. Confronti internazionali sull'intensità elettrica

Ai fini di un confronto internazionale tra i Paesi, viene utilizzato l'indicatore dell'intensità elettrica (IE) che rappresenta l'energia elettrica impiegata per produrre un'unità di Prodotto Interno Lordo. Valori elevati di tale indicatore sono indice di un impiego elevato di energia elettrica per produrre "ricchezza". L'andamento nel tempo di questo macro-indicatore costituisce inoltre una delle proxy dell'efficienza energetica e della sostenibilità dello sviluppo dei vari Paesi.¹⁴

L'esame del livello di intensità elettrica a livello internazionale al 2016 (vedi **Figura 38**) evidenzia che l'Italia è sempre su livelli relativamente inferiori rispetto alla media UE – rispettivamente 123 kWh/1000 US(2015)\$ Power Purchase Parity (PPP o PPA) per l'Italia e 137 kWh/1000 US(2015)\$ per UE - ed a numerosi altri Paesi del mondo, anche emergenti.

FIGURA 38 – CONFRONTO INTERNAZIONALE SULL'INTENSITÀ ELETTRICA DEL PIL 2016 (kWh/k\$*)



Source: ENERDATA (2017)

* Nel confrontare Paesi diversi si utilizza un prodotto interno lordo espresso convenzionalmente in US\$ del 2015, a parità di poter d'acquisto. (PPA o PPP Purchasing Power Parity).

Nel 2016, un Paese di relativamente recente industrializzazione come la Cina risulta caratterizzato da un livello di intensità elettrica più elevato in confronto con economie più mature: Stati Uniti e media dei Paesi UE.

Per una differente motivazione - la struttura economica più orientata alle attività terziarie, in particolare finanziarie, ad alto valore aggiunto, e la relativamente inferiore domanda di elettricità a queste correlata - il Regno Unito si colloca all'estremo inferiore tra i Paesi UE in esame, con un più basso rapporto tra consumo elettrico e prodotto interno lordo.

Osservando i dati storici dell'indicatore intensità elettrica nell'arco di undici anni (2005 – 2016), (vedi **Tabella 6**) riferiti a Paesi sviluppati e Paesi in via di sviluppo o fortemente caratterizzati climaticamente (es. Svezia) si rileva una generalizzata tendenza alla flessione dell'intensità elettrica, salvo per Paesi – quali Messico e Brasile – ove viceversa i tassi sono positivi in presenza di livelli di intensità molto inferiore a quella degli altri Paesi ad inizio periodo.

TABELLA 6 – CONFRONTO INTERNAZIONALE SULL'INTENSITÀ ELETTRICA DEL PIL 2005 -2016 (kWh/k\$*) E RELATIVO CAGR (%)

| | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | "CAGR 2005-2016" |
|----------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------------------|
| Italy | 127 | 127 | 126 | 127 | 126 | 128 | 128 | 130 | 128 | 125 | 127 | 123 | -0,3% |
| Austria | 151 | 153 | 150 | 147 | 145 | 149 | 144 | 145 | 145 | 143 | 144 | 146 | -0,3% |
| Finland | 363 | 372 | 354 | 337 | 343 | 360 | 337 | 345 | 344 | 343 | 339 | 345 | -0,5% |
| France | 168 | 166 | 162 | 164 | 163 | 170 | 156 | 162 | 164 | 153 | 154 | 155 | -0,8% |
| Denmark | 129 | 125 | 123 | 122 | 122 | 122 | 119 | 117 | 116 | 112 | 109 | 109 | -1,5% |
| Netherlands | 138 | 135 | 133 | 131 | 132 | 134 | 132 | 128 | 129 | 123 | 122 | 121 | -1,2% |
| Spain | 157 | 153 | 150 | 151 | 147 | 150 | 151 | 153 | 149 | 145 | 144 | 141 | -1,0% |
| Germany | 153 | 149 | 145 | 143 | 143 | 147 | 140 | 139 | 138 | 133 | 133 | 131 | -1,4% |
| Sweden | 334 | 319 | 309 | 305 | 309 | 310 | 287 | 294 | 285 | 271 | 261 | 260 | -2,2% |
| United Kingdom | 144 | 139 | 134 | 135 | 133 | 134 | 127 | 126 | 123 | 114 | 112 | 110 | -2,5% |
| European Union | 157 | 154 | 150 | 150 | 148 | 152 | 147 | 148 | 146 | 140 | 139 | 137 | -1,2% |
| Mexico | 111 | 108 | 110 | 111 | 115 | 114 | 119 | 121 | 117 | 119 | 119 | 119 | 0,7% |
| Brazil | 148 | 148 | 146 | 144 | 144 | 144 | 144 | 146 | 146 | 150 | 153 | 158 | 0,6% |
| China | 251 | 259 | 262 | 254 | 250 | 254 | 260 | 258 | 261 | 254 | 246 | 243 | -0,3% |
| United States | 238 | 233 | 235 | 235 | 230 | 233 | 229 | 221 | 219 | 215 | 210 | 204 | -1,4% |
| Australia | 376 | 358 | 363 | 364 | 342 | 334 | 330 | 330 | 323 | 309 | 302 | 284 | -2,5% |
| Canada | 225 | 223 | 225 | 217 | 218 | 217 | 214 | 205 | 199 | 193 | 191 | 189 | -1,6% |

Source: ENERDATA (2017 CAGR 2005-2016, ultimi dati disponibili)

* Nel confrontare Paesi diversi si utilizza un prodotto interno lordo espresso convenzionalmente in US\$ del 2015, a parità di poter d'acquisto. (PPA o PPP Purchasing Power Parity).

L'andamento dell'intensità elettrica del PIL italiana si mostra piuttosto stabile nel periodo, con una tendenza – in analogia con la media UE - ad un leggero ridimensionamento a partire dal 2012, con un CAGR di periodo pari a -0,3%.

Tra i Paesi settentrionali, Svezia e Canada mostrano un profilo sempre nettamente al di sopra degli altri Paesi, ma complessivamente in notevole calo.

A se stante l'andamento dell'indicatore per la Cina che da una fase altalenante intorno a valori elevati passa ad una fase di lieve calo, tuttora in atto.

(14) V. Energy Indicators for Sustainable Development (IAEA - 2005) e International Recommendations for Energy Statistics (UN 2016).

4. Strategia energetica nazionale – SEN

In un contesto internazionale segnato da un rafforzamento dell'attività economica mondiale e da bassi prezzi delle materie prime, nel 2016 l'Italia ha proseguito il suo percorso di rafforzamento della sostenibilità ambientale, della riduzione delle emissioni di gas serra, dell'efficienza e della sicurezza del proprio sistema energetico.

In particolare, le FER hanno coperto il 17,5% dei consumi finali lordi di energia. Inoltre, prosegue il miglioramento dell'efficienza energetica (intensità energetica del PIL è scesa del 4,3% vs. 2012) e continua la riduzione della dipendenza del nostro Paese dalle fonti di approvvigionamento estere (-7 p.p. di import energetico vs. 2010). Tuttavia, rimane ancora un divario in termini di costi energetici con l'UE.

Alla luce dei risultati ottenuti, l'Italia dunque si pone le seguenti sfide:

- perseguire la crescita delle FER in modo efficiente, contenendo gli oneri di sistema
- potenziare le politiche per l'efficienza energetica in particolare sui settori non industriali
- garantire la sicurezza di approvvigionamento, diversificando le fonti di approvvigionamento
- tutelare il settore industriale e riconvertire le infrastrutture in chiave di sostenibilità.

4.1. Obiettivi della SEN

La Strategia energetica nazionale (SEN) con un orizzonte temporale al 2030:

- fissa degli obiettivi in coerenza con lo scenario a lungo termine del 2050 stabilito dalla Energy Road Map della Commissione Europea¹⁵ che prevede la riduzione di almeno l'80% delle emissioni rispetto al 1990;
- definisce le misure per raggiungere i traguardi di crescita sostenibile e ambiente stabiliti nella conferenza sul clima di Parigi (COP21)¹⁶ contribuendo in particolare all'obiettivo della decarbonizzazione dell'economia e della lotta ai cambiamenti climatici.

In particolare, gli obiettivi della SEN mirano di rendere il sistema energetico nazionale:

- *Più competitivo*: allineando i prezzi energetici a quelli europei sia per le imprese che per i consumatori; aprendo nuovi mercati per le imprese innovative; creando nuove possibilità occupazionali; incentivando la ricerca e lo sviluppo.
- *Più sostenibile*: contribuendo alla decarbonizzazione in linea con gli obiettivi di lungo termine dell'Accordo di Parigi; migliorando l'efficienza e incentivando il risparmio

energetico per mitigare gli effetti ambientali e climatici; promuovendo uno stile di vita responsabile, dalla mobilità sostenibile alle scelte di consumo energetico consapevoli; confermando il ruolo di leadership dell'Italia in campo ambientale.

- *Più sicuro*: migliorando la sicurezza dell'approvvigionamento e della fornitura; garantendo flessibilità dell'offerta; rafforzando l'indipendenza energetica dell'Italia.

4.2. Priorità d'azione

Per conseguire i suddetti obiettivi di crescita economica, la SEN 2017 fissa le seguenti priorità d'azione su cui focalizzarsi:

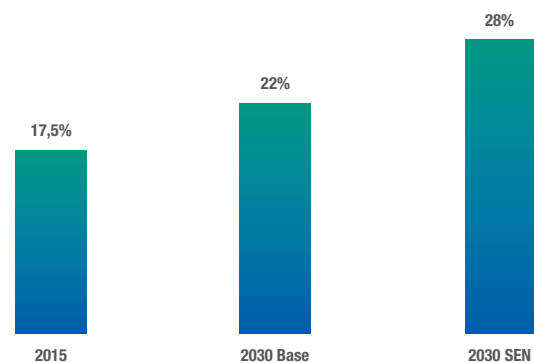
- Lo sviluppo delle rinnovabili
- L'efficienza energetica
- Sicurezza Energetica
- Competitività dei Mercati Energetici
- L'accelerazione nella decarbonizzazione del sistema: il phase out dal carbone
- Tecnologia, Ricerca e Innovazione

Sviluppo delle Rinnovabili

Per quanto concerne le FER, la SEN promuove ulteriormente la diffusione delle tecnologie rinnovabili prevedendo target più sfidanti rispetto agli obiettivi UE al 2030.

Come mostra il seguente grafico in **Figura 39** la SEN prevede il raggiungimento del 28% di consumi da FER sul consumo energetico complessivo rispetto al 17,5% consuntivato nel 2015.

FIGURA 39 – FER SU CONSUMI COMPLESSIVI [%]



Fonte: SEN 2017

* Scenario BASE tiene conto delle decisioni politiche a una certa data;
Scenario SEN definito in funzione del raggiungimento degli obiettivi prefissati.

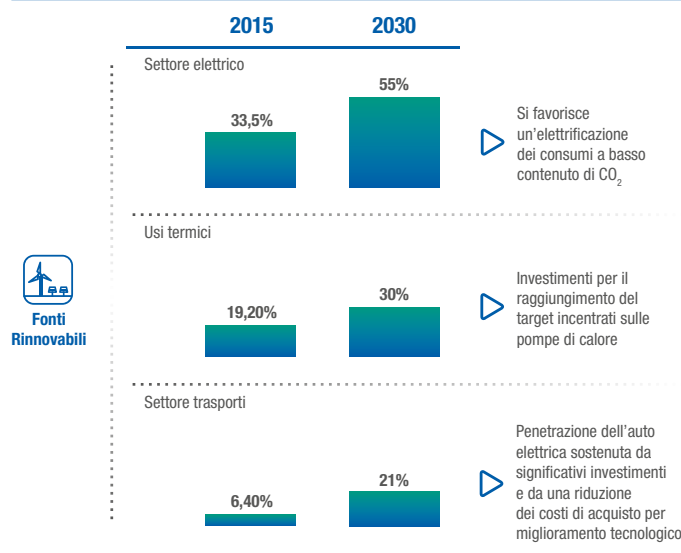
(15) <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/2050-energy-strategy>

(16) https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_it

Tale obiettivo viene poi declinato nei seguenti target settoriali (vedi **Figura 40**) prevedendo al 2030:

- nel settore elettrico la copertura di FER per il 55% dei consumi rispetto al 33,5% del 2015;
- negli usi termici una percentuale di FER del 30% rispetto al 19,2% del 2015;
- nei trasporti una quota di rinnovabili del 21% rispetto al 6,4% del 2015.

FIGURA 40 – FER SU CONSUMI SETTORIALI [%]



Fonte: Elaborazione Terna su fonte SEN 2017

Nel **settore Elettrico**, la SEN prevede:

- fino al 2020: promozione di nuovi investimenti tramite incentivi sulla produzione estendendo lo strumento delle aste competitive, adottando un approccio di neutralità tra tecnologie con strutture e livelli di costi affini per stimolare la concorrenza, facendo ricorso a regimi di aiuto differenziati per i piccoli impianti e per le tecnologie innovative.
- dal 2020: i meccanismi di supporto alle rinnovabili evolveranno verso la market parity, ossia da incentivi diretti sulla produzione a politiche abilitanti e semplificazione regolatoria.

In particolare gli interventi prevedono:

- contratti a lungo termine per i grandi impianti, promozione dell'autoconsumo per i piccoli impianti;
- semplificazione dell'iter autorizzativo di repowering per gli impianti eolici e idrici;
- mantenimento delle produzioni esistenti da bio-energie, senza distorsioni sulla filiera agricola;
- aumento della produzione idroelettrica con progetti innovativi nei grandi impianti esistenti.

Nel mondo delle **rinnovabili per usi termici** (riscaldamento e raffrescamento), le pompe di calore, dato il loro alto

rendimento, avranno un ruolo centrale nel raggiungimento del target, mentre le biomasse, storicamente molto sviluppate in Italia, dovranno limitare l'impatto sui livelli emissivi e puntare ad una alta qualità ambientale. Sarà inoltre sviluppato il potenziale del teleriscaldamento secondo criteri di efficienza, in ambiti urbani e extra-urbani.

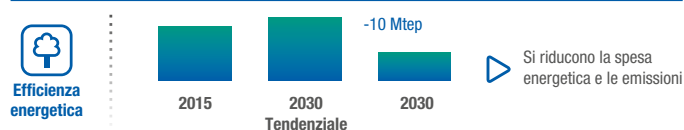
Nel **settore Trasporti** è necessario promuovere, in linea con la normativa europea, il passaggio verso tipologie di carburanti a bassa emissione di gas serra durante il ciclo di vita e a basso consumo di suolo (biocombustibili avanzati). Sia per gli obiettivi rinnovabili che per l'efficienza energetica, è atteso un forte ampliamento nel lungo termine del mercato mondiale dell'auto-elettrica. Ci si aspetta una particolare efficacia degli investimenti in questa tipologia di veicoli tra 5-7 anni, con una diffusione complessiva di quasi 5 milioni di veicoli al 2030.

Efficienza energetica

L'Italia presenta performance elevate in termini di efficienza energetica rispetto agli altri Paesi europei. L'obiettivo della SEN è definito tenendo conto del target comunitario proposto a livello UE di riduzione dei consumi del 30% (rispetto allo scenario di riferimento 2007) al 2030, nonché al fine di dare impulso alle filiere italiane che operano nel contesto dell'efficienza energetica come edilizia e produzione ed installazione di impianti.

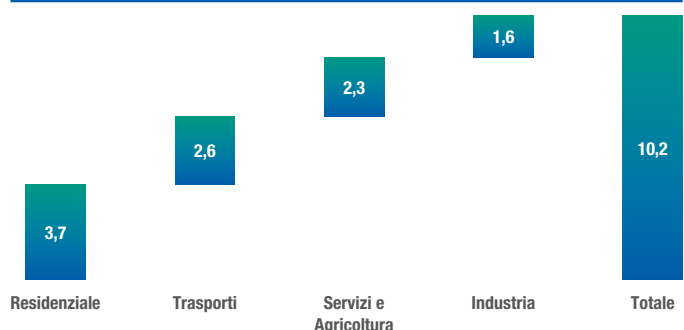
In particolare la SEN prevede una riduzione di consumi di energia finale da politiche attive pari a circa 10 Mtep rispetto ad uno scenario inerziale e con orizzonte 2030 (da conseguire prevalentemente in ambito non-ETS) al fine di favorire interventi di efficienza energetica che permettano di massimizzare i benefici di sostenibilità e contenere i costi di sistema. La riduzione complessiva dei consumi energetici, illustrata in **Figura 41**, viene poi dettagliata per settori in **Figura 42**.

FIGURA 41 – RIDUZIONE DEI CONSUMI FINALI DI ENERGIA [MTep/anno]



Fonte: SEN 2017

FIGURA 42 – RIDUZIONE DEI CONSUMI FINALI DI ENERGIA A LIVELLO SETTORIALE [MTep/anno]



Fonte: SEN 2017

In particolare al fine di minimizzare il costo degli interventi, la SEN prevede una serie di iniziative nei diversi settori:

- **Settore residenziale** - revisione del meccanismo delle detrazioni fiscali (ecobonus) e l'introduzione del Fondo di garanzia per eco-prestito a supporto degli interventi di efficienza energetica nell'edilizia, che coprirebbe il rischio di insolvenza del proprietario dell'immobile;
- **Settore trasporti** - riduzione del fabbisogno di mobilità privata, in particolare attraverso la promozione degli strumenti di smart working, e di cambio modale a favore dell'utilizzo del trasporto collettivo urbano ed extraurbano, introduzione di strumenti di promozione del miglioramento delle prestazioni energetico-ambientali del parco veicolare e fornitura di servizi alla mobilità ad elevato contenuto tecnologico quali info point o rete Wi-Fi, smart parking....;
- **Settore terziario** - adeguamento di sistemi di sostegno per promuovere la riqualificazione degli edifici, in particolare quelli pubblici; accelerare la diffusione dell'illuminazione efficiente e semplificare il processo di acquisto di servizi energetici per la Pubblica Amministrazione (modifica delle regole di contabilizzazione EUROSTAT del debito pubblico);
- **Settore industriale** -ha un potenziale di riduzione dei consumi più contenuto rispetto agli altri settori in quanto presenta un livello elevato di efficienza, tuttavia è ancora in grado di offrire un importante contributo agli obiettivi di efficienza energetica. In tale settore è previsto il potenziamento e la semplificazione del meccanismo dei certificati bianchi, la valorizzazione dello strumento del bilancio energetico d'impresa. 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.

Sicurezza energetica

Al fine di garantire la sicurezza energetica del Paese e raggiungere gli obiettivi definiti per il 2030, la SEN evidenzia ed indirizza una serie di iniziative specifiche sia per il Sistema elettrico che per il Sistema gas.

Sistema elettrico - La sicurezza e l'adeguatezza del sistema elettrico può essere raggiunta attraverso una serie di iniziative, tra le quali:

- **Capacity Market:** avvio previsto per il 2018, e che consentirà al TSO di approvvigionarsi a medio-lungo termine di risorse necessarie all'esercizio del sistema con procedure trasparenti, concorrenziali e meno onerose per la collettività.
- **Sviluppo Rete:** potenziamento e ammodernamento infrastrutturale delle reti di trasmissione e distribuzione funzionale a risolvere le congestioni e favorire una migliore integrazione delle rinnovabili;
- **Impianti di stoccaggio:** sviluppo di impianti di stoccaggio e, in particolare di pompaggio, che riconosciuti un'importante

risorsa per l'adeguatezza oltre e per la sicurezza e flessibilità del sistema oltre che per l'integrazione delle fonti energetiche rinnovabili;

- **Interconnessioni:** ulteriore potenziamento delle interconnessioni con l'estero e aumento del grado di integrazione del mercato europeo per l'energia e per i servizi. L'Italia ha un livello di interscambio e di ricorso all'import tale da richiedere una maggiore attenzione al tema della cooperazione transfrontaliera delle interconnessioni con l'estero;
- **Resilienza:** investimenti che contribuiscano all'aumento della capacità della rete elettrica di far fronte a eventi meteo estremi ed emergenze, tenendo conto dell'intensificarsi del coordinamento a livello europeo nelle attività di prevenzione dei rischi aventi natura transfrontaliera;
- **Energy Union:** maggiore coordinamento operativo/metodologico tra le istituzioni competenti dei vari Paesi membri. La modifica prevista da qui al 2030 dei sistemi elettrici di molti Paesi europei (decarbonizzazione e riduzione della potenza nucleare) e l'evoluzione stessa della rete, infatti, rendono necessari nuovi modelli di coordinamento delle informazioni e delle azioni messe in campo dalle singole autorità nazionali, in particolare nei casi di possibili criticità del sistema.

Sistema gas - Il gas continuerà ad avere un ruolo chiave nella transizione energetica con la crescita delle rinnovabili, poiché rappresenta la risorsa di back up del sistema elettrico, ma deve fronteggiare anche un mercato più incerto e volatile. Per questo la SEN 2017 ritiene essenziale:

- diversificare le fonti di approvvigionamento, attraverso l'ottimizzazione dell'uso delle infrastrutture esistenti e lo sviluppo di nuove infrastrutture di collegamento; migliorare la flessibilità delle fonti di approvvigionamento, potenziando le dorsali di trasporto, e il margine di sicurezza "alle punte"; coordinare i piani di emergenza nazionali includendovi misure di solidarietà tra Stati UE.
- modificare i meccanismi di remunerazione dei servizi di rigassificazione di GNL con attribuzione tramite asta (e non più mediante tariffa);
- promuovere la realizzazione di nuovi gasdotti di importazione che diversifichino fonti e rotte di approvvigionamento, sviluppati da privati secondo principi di mercato;
- convertire a metano le reti di distribuzione esistenti in Sardegna e svilupparle tramite collegamento a depositi Small Scale GNL per avviare la fornitura di gas in modo modulare, utilizzando il GNL anche per avviare il primo pilota di Sulphur Emission Controlled Area (SECA) per il traffico marittimo in Sardegna.

In sintesi è necessario continuare a migliorare sicurezza e adeguatezza dei sistemi energetici e flessibilità delle reti gas ed elettriche per:

- integrare quantità crescenti di rinnovabili elettriche, anche distribuite, e nuovi player, potenziando e facendo evolvere le reti e i mercati verso configurazioni smart, flessibili e resilienti;
- gestire la variabilità dei flussi e le punte di domanda gas e diversificare le fonti di approvvigionamento nel complesso quadro geopolitico dei Paesi da cui importiamo gas e di crescente integrazione dei mercati europei;
- aumentare l'efficienza della spesa energetica grazie all'innovazione tecnologica.

Competitività dei Mercati Energetici

a. Mercato elettrico e gas

L'obiettivo di ridurre il gap dei prezzi finali dell'energia elettrica rispetto a quelli europei sarà conseguito attraverso la riduzione del costo medio di generazione rinnovabile, la convergenza dei mix generativi tra i Paesi europei, l'allineamento sul costo del gas la piena liberalizzazione dei mercati finali, la graduale riduzione degli oneri di sistema.

L'obiettivo di ridurre il gap del prezzo del gas all'ingrosso rispetto a quello europeo sarà attuato intervenendo sugli effetti distorsivi presenti sull'import dal nord Europa e aumentando l'offerta e la liquidità del mercato interno del gas.

Per il raggiungimento di tali obiettivi la SEN prevede:

- il completamento delle regole a livello europeo nel mercato unico dell'energia elettrica e la riforma del mercato dei servizi, per dare efficienza alla transizione e ridurre i costi dei servizi stessi;
- la piena abilitazione della generazione distribuita e dei consumatori, anche tramite gli aggregatori, ai mercati dell'energia e dei servizi aumentando la capacità di comunicazione e coordinamento gestionale tra gestore del sistema;
- semplificazioni per sostenere l'autoproduzione rinnovabile o tramite cogenerazione ad alta efficienza e le nuove energy communities;
- un nuovo regime tariffario per gli oneri di sistema, insieme a nuove agevolazioni sugli oneri per le energie rinnovabili destinati alle imprese energivore, per recuperare margini importanti di competitività e rilanciare crescita e occupazione;
- l'avvio di misure per allineare il prezzo del gas italiano a quello degli hub nord europei più liquidi e competitivi, eliminando gli attuali effetti distorsivi sul mercato italiano derivanti dai gasdotti di transito dal nord Europa;
- l'introduzione della figura del "market maker" nel sistema di scambi sulla borsa gas per contribuire alla liquidità del sistema;
- la revisione degli oneri di sistema per imprese a forte consumo di gas o che utilizzano il gas come materia prima;
- sia nel mercato elettrico che in quello del gas, la piena liberalizzazione del retail come da roadmap della legge

per il mercato e la concorrenza per mettere il consumatore al centro del nuovo modello energetico;

- il rafforzamento degli strumenti per la povertà energetica e riforma dell'attuale bonus sociale.

b. Mercato petrolifero e logistica

La domanda dei prodotti petroliferi è diminuita progressivamente dal 2005 al 2015, spingendo alla riconversione di raffinerie in bio-raffinerie e depositi. L'obiettivo è di ridurre entro il 2030 di 13,5 MTep i consumi primari di prodotti petroliferi rispetto al 2015. A tal fine la SEN prevede una serie di interventi:

- promuovere la conversione di altre raffinerie in bio-raffinerie, stante l'aumento della domanda di biocarburanti avanzati;
- aumentare la lotta alla illegalità nel settore della distribuzione dei prodotti petroliferi;
- lo sviluppo di piattaforme di mercato per l'offerta di logistica e di prodotti petroliferi;
- la progressiva revisione delle agevolazioni fiscali esistenti sui carburanti, ambientalmente sfavorevoli.

L'accelerazione nella decarbonizzazione del sistema: il phase out dal carbone

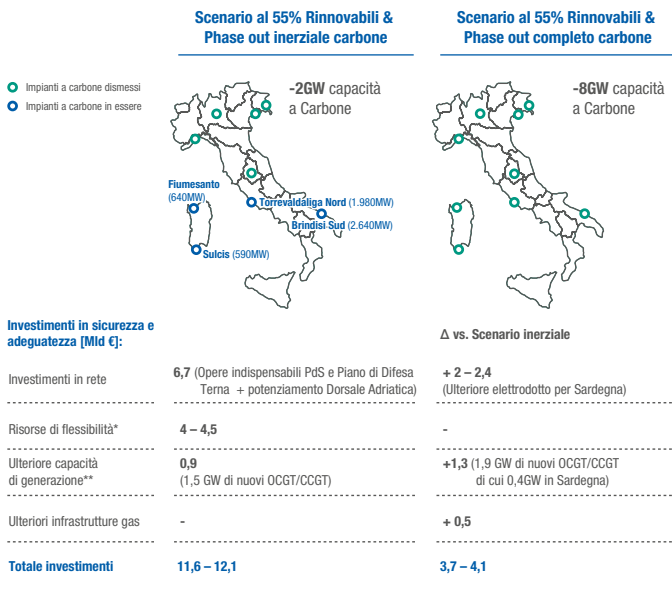
L'obiettivo di decarbonizzazione della generazione elettrica in Italia riguarderà, in una prima fase, la cessazione dell'uso del carbone e poi si estenderà agli altri combustibili fossili, con indubbi vantaggi ambientali e sanitari e con un contributo agli obiettivi europei, aggiuntivo rispetto all'aumento delle energie rinnovabili e al miglioramento dell'efficienza energetica.

La Strategia prevede quindi l'impegno politico alla cessazione della produzione termoelettrica a carbone al 2025. Per realizzare questa azione in condizioni di sicurezza, è necessario realizzare in tempo utile il piano di interventi indispensabili per gestire la quota crescente di rinnovabili elettriche e completarlo con ulteriori, specifici interventi in termini di infrastrutture e impianti, anche riconvertendo gli attuali siti con un piano concordato verso poli innovativi di produzione energetica.

La SEN, con orizzonte temporale di attuazione al 2025, ha pertanto preso in considerazione due scenari estremi (vedi **Figura 43**):

- *phase out inerziale* con una naturale uscita (per il raggiungimento di fine vita utile) o una riconversione di 2 GW di carbone,
- *phase out totale* del carbone prevedendo i relativi investimenti necessari.

FIGURA 43 – PHASE OUT DEL CARBONE AL 2025



* Accumuli, pompaggi e altre risorse di flessibilità
 ** di cui almeno il 50% OCGT. In Sardegna sostituibile con accumuli
 Fonte: SEN 2017

La SEN ha poi inteso confermare l'impegno politico di uscita dal carbone dalla produzione elettrica nel 2025 e ha richiamato le azioni identificate da Terna, sulla base di una apposita simulazione, come necessarie a tal fine. Tali azioni includono in particolare:

- le azioni minime da realizzare al 2025, in parte già comprese nei Piani di sviluppo e di difesa di Terna per l'anno 2017 e in parte da integrare nel Piano di sviluppo 2018, per garantire standard di adeguatezza e sicurezza del sistema, in connessione al forte aumento delle energie rinnovabili;
- gli ulteriori interventi, funzionali al phase out completo dal carbone entro il 2025, aggiuntivi rispetto a quanto già necessario per sostenere lo scenario con fonti rinnovabili al 55%.

Tecnologia, Ricerca e Innovazione

La SEN 2017 vuole rafforzare l'impegno pubblico e creare le condizioni per attirare investimenti privati, con l'obiettivo di contribuire allo sviluppo di soluzioni tecnologiche in grado di sostenere la transizione energetica a costi ragionevoli e offrendo opportunità di impresa e occupazione.

A tal riguardo, nel corso della COP21 di Parigi, l'Italia ha aderito all'iniziativa multilaterale Mission Innovation, che include 22 Nazioni e 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. In particolare l'Italia 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 222 Milioni di Euro nel 2013 a 444 Milioni di Euro nel 2021.

L'Italia Partecipa inoltre al programma SET-Plan, focalizzato su investimenti a livello UE, nazionale e regionale e su investimenti privati per finanziare la ricerca e l'innovazione nel settore energetico. Il principale strumento del SET-Plan è il programma Horizon 2020, il cui budget stanziato a livello europeo per il periodo 2014-2020 è pari a circa 6 MDE.

4.3. Dati di input e risultati degli scenari SEN

Quale supporto alle decisioni, in ambito SEN, sono stati definiti due scenari che non rappresentano previsioni, ma restituiscono possibili traiettorie del sistema energetico in un certo orizzonte temporale coerente con vincoli e ipotesi date (e.g., andamento delle variabili macroeconomiche, prezzi internazionali delle materie prime energetiche). In particolare:

- *scenario di riferimento o tendenziale (Scenario BASE)*¹⁷ che proietta in una evoluzione tendenziale l'andamento delle grandezze esaminate "congelando" le decisioni politiche a una certa data;
- *scenario di policy (Scenario SEN)* che aiuta a individuare gli interventi necessari per raggiungere determinati obiettivi.

Lo scenario SEN è stato disegnato per raggiungere gli obiettivi della SEN come definiti a valle del processo di consultazione e delineare gli interventi e gli effetti. I principali obiettivi sono stati quindi così stabiliti:

- riduzione dei consumi finali di energia nel periodo 2021-30 pari all'1,5% annuo dell'energia media consumata nel triennio 2016-2018 (escludendo il settore trasporti), in accordo alla proposta di nuova direttiva sull'efficienza energetica¹⁸;
- fonti energetiche rinnovabili, pari al 28% dei consumi finali lordi al 2030 (FER elettriche pari al 55% del consumo interno lordo di elettricità);
- phase-out del carbone nella generazione elettrica al 2025.

Rispetto allo scenario BASE, lo scenario SEN tiene conto delle seguenti politiche attive aggiuntive, già decise e con effetti attesi anche nel periodo 2021-2030:

- gli obiettivi di sviluppo delle infrastrutture di trasporto e logistica di cui all'allegato del Ministero dei Trasporti al DEF 2016¹⁹;
- il piano strategico nazionale della mobilità sostenibile destinato al rinnovo del parco degli autobus del trasporto pubblico locale e regionale, di cui alla legge 232/2016;
- gli effetti di modalità di mobilità alternativa come car sharing e car pooling, in via di diffusione anche grazie a politiche adottate a livello locale.

(17) Elaborato da RSE, ISPRA, ENEA, Politecnico di Milano, FEEM e disponibile su: <http://www.rse-web.it/colloquia/Decarbonizzazione-dell-rsqoeconomia-italiana--ndash-Scenari.page>

(18) COM(2016) 761 final: Proposta di direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio che modifica la direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica

(19) Strategie per le infrastrutture di trasporto e logistica, allegato al DEF 2016

Allo scopo di agevolare il confronto tra i risultati degli scenari nazionali e quelli emersi dagli strumenti europei, EU- Reference 2016 (EUref2016) ed EUCO, per tutti gli scenari nazionali sono stati utilizzati dati macroeconomici di input compatibili con quelli degli scenari elaborati dalla Commissione Europea.

Tabella 7 mostra i tassi di crescita medi annui di Popolazione e PIL fino al 2050 utilizzati per la costruzione degli scenari nazionali.

TABELLA 7 – DATI MACROECONOMICI DI INPUT PER GLI SCENARI NAZIONALI

| Tassi di crescita medi annui (%) | 2015-2020 | 2020-2030 | 2030-2040 | 2040-2050 |
|----------------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Popolazione | 0,3% | 0,3% | 0,3% | 0,1% |
| PIL | 1,37% | 1,19% | 1,53% | 1,54% |

Fonte: SEN 2017

Le proiezioni di prezzo delle commodities energetiche sui mercati internazionali (dal 2015 in poi) sono il risultato di simulazioni effettuate col modello utilizzato dalla Commissione Europea, sulla base dell'evoluzione della domanda globale, delle riserve e riserve di carbone, petrolio e gas, e dei relativi costi di estrazione. I prezzi assunti per gli scenari nazionali fino al 2050 sono riportati in **Tabella 8**.

TABELLA 8 – EVOLUZIONE DEL PREZZO DELLE COMMODITIES ENERGETICHE

| Prezzi Internazionali dei combustibili (€'13 per boe*) | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2050 |
|--|------|------|------|------|------|-------|
| Petrolio | 62,6 | 48,2 | 75,0 | 85,1 | 93,8 | 108,4 |
| Gas (NCV) | 39,5 | 38,8 | 48,3 | 52,2 | 56,8 | 65,0 |
| Carbone | 16,7 | 11,5 | 14,3 | 17,1 | 20,5 | 24,1 |

Fonte: SEN 2017

Nel seguito si riportano i principali indicatori di sintesi che emergono dallo scenario SEN, raffrontati con quelli dello scenario BASE.

Dalla **Tabella 9**, nella proiezione dello scenario SEN emerge una significativa riduzione dei consumi primari rispetto allo scenario BASE al 2030, circa 15 MTep, e ancor di più rispetto al dato registrato nel 2015, 20 MTep. La riduzione dei consumi primari è guidata dalla contrazione dei consumi di carbone e prodotti petroliferi; anche il gas naturale contribuisce alla riduzione dei consumi totali.

TABELLA 9 – PRINCIPALI RISULTATI DI SCENARIO

| | | | | Scen BASE | Scen SEN |
|---|-------|-------|-------|-----------|----------|
| | 2005 | 2010 | 2015 | 2030 | 2030 |
| Energia Primaria [MTep] | 190,0 | 177,9 | 156,2 | 151,2 | 135,9 |
| Consumi finali [MTep] | 137,2 | 128,5 | 116,4 | 118,0 | 108,0 |
| %FER2 [%] | 7,5% | 13,0% | 17,5% | 21,6% | 28,0% |
| - di cui Risc/Raffr | 8,2% | 15,6% | 19,2% | 23,9% | 30,0% |
| - di cui Sett Elettrico | 16,3% | 20,1% | 33,5% | 37,7% | 55,0% |
| - di cui Sett Trasporti | 1,0% | 4,8% | 6,4% | 12,2% | 20,6% |
| Emissioni di gas serra [MtCO ₂] | 579,0 | 505,0 | 433,0 | 392,0 | 332,0 |

Fonte: SEN 2017

Per quanto attiene l'obiettivo di efficienza energetica primaria, determinato rispetto ai valori del precedente scenario di riferimento EUref2007 al 2030 come previsto dalla convenzioni europee, lo scenario SEN presenta una riduzione del 42% (V **Tabella 10**).

TABELLA 10 – SCENARIO NAZIONALE SEN VERSUS BASE: OBIETTIVO EFFICIENZA ENERGETICA

| Indicatore efficienza energetica | 2020 | 2030 |
|--|------|------|
| Obiettivo EU28 di riduzione dei consumi primari rispetto allo scenario EUref2007 | -24% | -27% |
| riduzione nello scenario BASE | -29% | -35% |
| riduzione nello scenario SEN | -31% | -42% |

Fonte: SEN 2017

Il prezzi della CO₂ per il settore ETS negli scenari nazionali sono basati sui dati caratterizzanti gli scenari EUref2016 e EUCO. La **Tabella 11** mostra l'evoluzione attesa del prezzo della CO₂ dal 2010 al 2050.

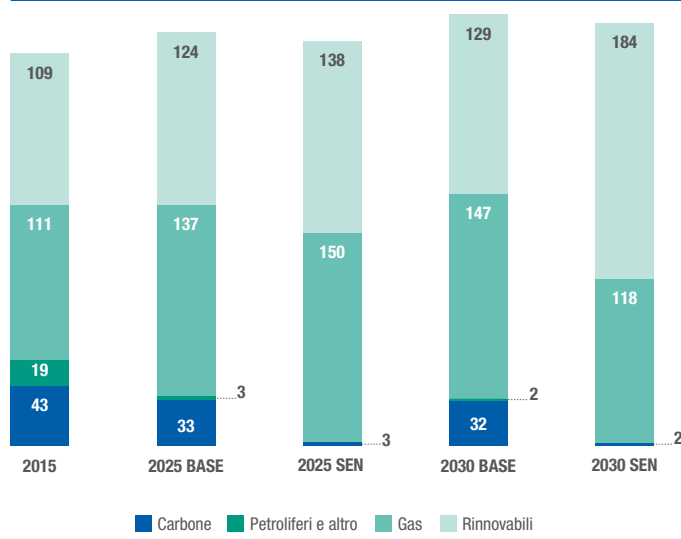
TABELLA 11 – EVOLUZIONE ATTESA DEL PREZZO DELLA CO₂ NEL SETTORE ETS CARBON VALUE

| Carbon value (€'13/ t di CO ₂) | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2050 |
|--|------|------|------|------|------|------|
| Settore ETS - Scenario "BASE" | 11,2 | 7,5 | 15,0 | 22,5 | 33,5 | 88,0 |
| Settore ETS - Scenario "SEN" | 11,2 | 7,5 | 15,0 | 23,5 | 27,0 | 88,0 |

Fonte: SEN 2017

Il settore della generazione elettrica (v. **Figura 44**) vede la presenza sempre maggiore di fonti rinnovabili (circa 184 TWh al 2030) grazie anche al calo dei prezzi e alla diffusione dei sistemi di accumulo e al re-powering degli impianti eolici che aumenta la producibilità senza ulteriore occupazione di siti. Generazione totale e saldo import export vanno a coprire una domanda di circa 335 TWh.

FIGURA 44 – SCENARIO SEN VS BASE: PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FER [TWh]

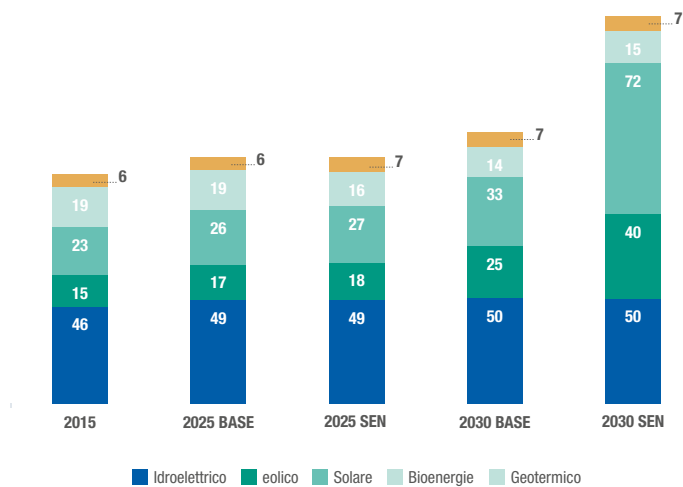


Fonte: SEN 2017

In particolare si evidenzia lo sviluppo di eolico e fotovoltaico, che arriverebbero a circa il 60% della generazione da FER, come mostrato in **Figura 45**.

Il phase-out anticipato del carbone al 2025 porta ad una sostituzione del vettore con gas e fonti rinnovabili, che raggiungono rispettivamente 150 TWh e 138 TWh al medesimo anno.

FIGURA 45 – SCENARIO SEN VS BASE: PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA PER FONTE [TWh]



Fonte: SEN 2017

ANNEX 1: Sensitivity analysis

In questo capitolo viene effettuata una *sensitivity analysis* partendo dagli scenari precedentemente esposti di ENTSO-E e SEN variando una serie di input di tipo macro e microeconomico con l'utilizzo di un modello proprietario di Terna, descritto nel seguito in dettaglio. Ciò anche allo scopo di rispondere alla disciplina regolatoria vigente (v. deliberazione 856/17 che ha recentemente modificato le disposizioni della del. 111/06 relativamente alla previsione della domanda stimata su scenari previsionali).

In particolare, nella definizione delle sensitivity, sono state individuate due alternative contrastanti descritte nel seguito:

Terna Base e Terna Sviluppo.

Nel dettaglio saranno riportate le storylines, i dati di input e i risultati ottenuti in termini di previsione del fabbisogno in energia per ciascuna delle suddetti sensitivity.

Nella seguente **Tabella 12** sono indicate le principali variabili driver della domanda raggruppate in macro-categorie cui si è fatto riferimento per la definizione degli scenari di contrasto ed utilizzate quali input nel modello di analisi.

TABELLA 12 – VARIABILI DRIVER PREVISIONE DOMANDA

| Macrocategorie | Variabili driver |
|--|---|
| Trend macroeconomico e tecnologie applicate ai consumi elettrici | <ul style="list-style-type: none"> • PIL • Inflazione • Popolazione • Quota del valore aggiunto del settore industria sul PIL • Quota del valore aggiunto del settore terziario sul PIL • Efficienza energetica • Veicoli elettrici (EV) • Pompe di calore (HP) |
| Prezzi delle commodities | <ul style="list-style-type: none"> • Prezzo Energia Elettrica - quota mercato (PUN) e componente tariffaria • Prezzo del GAS naturale - quota mercato e componente tariffaria • Prezzo del Carbone -quota mercato e componente tariffaria • Prezzo CO₂ |

Fonte: Terna

A.1. Storylines e dati di input

A.1.1. Terna-Base

Rappresenta una visione molto conservativa dello sviluppo del Paese con investimenti ridotti in nuove tecnologie più efficienti e limitato switching verso il vettore elettrico.

Le assunzioni per questo scenario, vedono uno sviluppo del paese al di sotto delle aspettative della SEN, del settore industria e del settore terziario sul PIL previsto costante nell'arco temporale 2016-2040.

Il PIL cresce infatti con un CAGR del +0,5% nel periodo 2016-

2040 e il peso del settore industria e del settore terziario sul PIL resta pari rispettivamente al 22% e al 63% nello stesso periodo.

Il tasso di inflazione annuo si mantiene sui livelli contenuti e l'evoluzione demografica registra una leggera contrazione in linea con le stime Istat (CAGR 2016-2020 -0,03%; 2021-2025 -0,08%; 2026-2040 -0,13%).

Questo scenario prevede un livello di efficienza energetica leggermente inferiore ai target dalla SEN ipotizzando un risparmio di circa 9 MTep al 2040 (in luogo dei 10 MTep della SEN al 2030). Si passa infatti dagli 88 MTep al 2016 ad 79 MTep al 2040.

In termini di diffusione delle tecnologie che hanno maggior impatto sui consumi elettrici, lo scenario Base ipotizza una crescita di:

- veicoli elettrici fino a 1,6 milioni al 2030 e fino a 4,6 milioni al 2040;
- pompe di calore che raggiungono 3,6 milioni al 2030 e 5 milioni al 2040.

A.1.2. Terna-Sviluppo

Ipotizza uno sviluppo del paese sostenuto. Le policy italiane ed europee sono sostenute da un sistema finanziario solido che permette investimenti in nuove tecnologie più efficienti con massiccio switching verso il vettore elettrico; Assumendo obiettivi e ambizioni politiche più elevate, anche grazie alla più elevata flessibilità economica, si prevede un segnale di prezzo CO₂ più forte rispetto allo scenario base che porterebbe ad un livello di consumi di combustibili fossili più bassi rispetto allo scenario base.

Le assunzioni per questo scenario, vedono una crescita economica del paese superiore a quanto previsto dalla SEN.

Il PIL cresce infatti con un CAGR +1,4% nel periodo 2016-2020 e del +1,2% nell'arco temporale 2021-2040²⁰.

Il peso del VA del settore industria sul PIL è previsto in aumento passando dal 22,86% al 2020 al 23,62% al 2030 fino a raggiungere il 24% del PIL al 2040.

Il peso del VA del settore terziario sul PIL, invece, è previsto costante nell'arco temporale 2016-2040 rispetto ai valori iniziali pari al 63,21%.

Il tasso di inflazione annuo si mantiene ad un livello sostenuto (2%) e l'evoluzione demografica registra una leggera un incremento in linea con la SEN con un CAGR del +0,3% nel periodo 2016-2040.

In questo scenario si ipotizza il conseguimento degli obiettivi di efficienza energetica previsti dalla SEN (-10 MTep al 2030).

Allungando l'orizzonte al 2040, si ha un risparmio di 24 MTep di risparmi sui consumi di combustibili fossili passando dagli 88 MTep al 2016 ai 64 MTep al 2040.

In termini di diffusione dei veicoli elettrici si prevede una crescita fino a 4,5 milioni al 2030 e fino a 12,6 milioni al 2040.

(20) PIL previsto nella SEN cresce invece con un CAGR 2015-2020 del +1,37%; 2020-2025 +1,18%; 2025-2030 +1,19%

Per quanto riguarda infine le pompe di calore, le stesse sono previste in crescita raggiungendo 4,2 milioni al 2030 e 6,4 milioni al 2040.

I valori delle variabili di input per la definizione dello scenario base e dello scenario sviluppo sono riepilogati nella **Tabella 13** di seguito riportata.

TABELLA 13 – VARIABILI MACROECONOMICHE – DATI DI INPUT

| Variabili | Scenario BASE | | | Scenario Sviluppo | | |
|---------------------------------|---------------|-----------|-----------|-------------------|-----------|-----------|
| | 2016-2020 | 2021-2030 | 2031-2040 | 2016-2020 | 2021-2030 | 2031-2040 |
| PIL (CAGR) | 0,50% | 0,50% | 0,50% | 1,40% | 1,20% | 1,20% |
| Popolazione (CAGR) | -0,03% | -0,10% | -0,13% | 0,30% | 0,30% | 0,30% |
| Inflazione (Tasso annuo) | 1,30% | 1,30% | 1,30% | 2,00% | 2,00% | 2,00% |
| | 2020 | 2030 | 2040 | 2020 | 2030 | 2040 |
| VA Settore Industria su PIL (%) | 22,00% | 22,00% | 22,00% | 22,90% | 23,60% | 24,00% |
| VA Settore Terziario su PIL (%) | 63,70% | 63,30% | 62,90% | 63,20% | 63,20% | 63,20% |

Fonte: Terna

Nello *scenario Sviluppo* la popolazione cresce con un CAGR 2016-2040 dello 0,3% (come nello scenario SEN), che è più basso di quello verificatosi nel periodo 2000-2016 (+0,4%), ma la cui realizzazione implica un certo recupero della componente legata all'immigrazione, data l'attuale tendenza demografica negativa e la lentezza con cui si modificano i fenomeni demografici.

Nello stesso scenario il PIL, dopo un periodo a breve termine (2016-2020) in cui cresce dell'1,4% medio annuo si attesta a livelli di incremento medio annuo dell'1,2% dal 2021 al 2040. Questo valore, che risulta decisamente più contenuto di quello sperimentato negli ultimi decenni dello scorso secolo, è molto vicino a quello del periodo 2000-2007, che precede gli anni della Grande Recessione. Infine, alla maggiore crescita economica corrisponde anche una maggiore inflazione, che si porta rapidamente e stabilmente al valore di riferimento della BCE (+2,0%).

A.1.3. Driver macroeconomici e tecnologie applicate ai consumi elettrici

Nell'analisi previsionale della domanda:

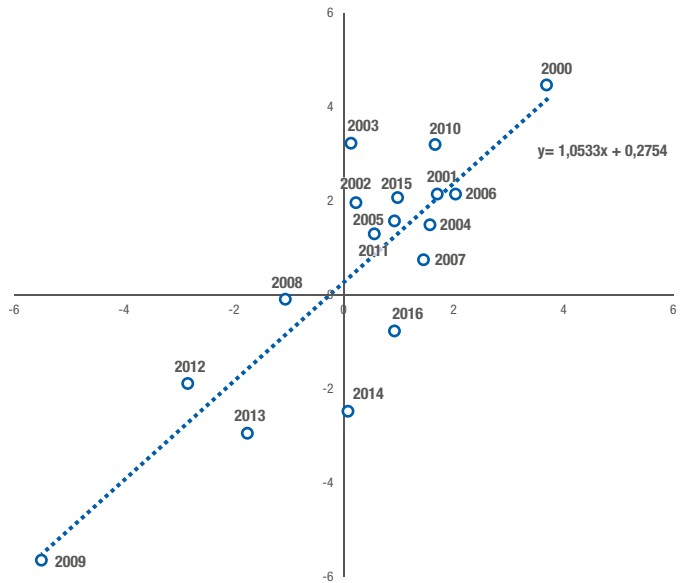
- si è tenuta in considerazione l'evoluzione prospettica di fattori macroeconomici quali la popolazione, l'inflazione, il PIL e il peso su quest'ultimo del VA dei settori industria e servizi entrambe caratterizzati da una elevata quota di consumi elettrici;

ed al contempo

- sono state effettuate valutazioni puntuali sull'economicità delle diverse tecnologie di consumo, differenziate per costo, vettore energetico e grado di efficienza, nei diversi settori considerati al fine di valutare l'impatto della diffusione di una specifica tecnologia sulla curva dei consumi.

Da un'analisi della correlazione tra domanda e PIL (vedi **Figura 46**), infatti, emerge come le dinamiche di variazione della domanda siano connesse linearmente alle variazioni del PIL tuttavia con una certa dispersione intorno alla retta di regressione.

FIGURA 46 – CORRELAZIONE TRA DOMANDA ELETTRICA (ASSE VERTICALE) E PIL (ASSE ORIZZONTALE)-VARIAZIONE %



Fonte: Terna

Come descritto in dettaglio nel successivo **paragrafo A.1.6**, per ogni settore di consumi in cui si impiega una risorsa primaria (elettricità o combustibile fossile) è stato sviluppato un algoritmo che valuta nell'arco temporale di riferimento degli scenari il confronto tra il ricorso alla tecnologia esistente (per esempio caldaia a gas piuttosto che forno elettrico) ovvero ad una tecnologia più efficiente.

Con specifico riferimento alle previsioni del trend economico si è partiti dall'analisi della recente evoluzione del PIL nel corso del 2017 ed alle view di breve medio termine rese disponibili dagli istituti di previsione nazionali ed internazionali.

A livello globale, nel 2017 l'evoluzione economica si è manifestata più positiva di quanto atteso ad inizio d'anno, grazie al simultaneo rafforzarsi della crescita sia nei paesi avanzati sia in quelli emergenti. Il Fondo Monetario Internazionale, nelle sue ultime previsioni, valuta in +3,6% l'aumento del PIL mondiale nel 2017, in accelerazione rispetto al dato del 2016 (+3,2%). Questo risultato è frutto di una crescita dei paesi avanzati stimata del 2,2% e di una crescita dei paesi emergenti stimata del 4,6%. Note positive anche per l'area dell'euro, la cui crescita nel 2017 dovrebbe accelerare al +2,1% (+1,8% nel 2016), sostenuta dalla domanda interna.

Con il consolidarsi della ripresa, anche gli scambi internazionali si sono intensificati e le previsioni sono per un aumento annuo del 4,2%. Nel 2017 l'elasticità del commercio mondiale al prodotto dovrebbe così tornare sensibilmente superiore all'unità, come non accadeva da cinque anni.

L'inflazione, pur in netto recupero rispetto al 2016, è rimasta contenuta nei paesi avanzati. In tali paesi le pressioni di origine interna sono ancora deboli anche in presenza di tassi di disoccupazione molto ridotti, come nel caso degli Stati Uniti. La variazione annua per il 2017 dovrebbe essere del +1,7% per le economie avanzate e del +1,5% per l'area dell'euro.

Segni di irrobustimento della ripresa si sono avuti anche per l'economia italiana come evidenziato tra l'altro da indicatori qualitativi quali il clima di opinione di famiglie ed imprese e l'indice PMI²¹ che, nel corso del 2017 hanno registrato livelli positivi.

Il volume del PIL è cresciuto, sostenuto dalla domanda interna ed in particolare dai consumi delle famiglie e dagli investimenti in beni strumentali. Considerando l'offerta, è cresciuto il valore aggiunto del settore dei servizi e di quello dell'industria, al netto delle costruzioni. Il miglioramento del tono congiunturale si è riflesso anche nell'aumento della dinamica dei prezzi al consumo, che tuttavia è ancora di modesta entità e legata alle componenti più volatili mentre l'elevata disoccupazione frena la formazione di tensioni inflazionistiche interne.

Nel corso dell'anno gli Istituti di previsione, nazionali ed internazionali, hanno progressivamente rivisto verso l'alto le previsioni sulla crescita del PIL, ora il consensus è per un aumento medio dell'1,4% nel biennio 2017-2018, come riportato nella successiva **Tabella 14**.

TABELLA 14 – RECENTI PREVISIONI DEL PIL IN ITALIA: QUADRO DI RIEPILOGO. VARIAZIONI IN TERMINI REALI (%)

| | | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|---|----------------------|------|------|------|------|
| MEF- DEF* (settembre 2017) | <i>Programmatico</i> | 0,9 | 1,5 | 1,5 | 1,5 |
| | <i>Tendenziale</i> | 0,9 | 1,5 | 1,2 | 1,2 |
| "Prometeia (dicembre 2017)" | | 0,9 | 1,6 | 1,5 | 0,9 |
| "Confindustria (dicembre 2017)" | | 0,9 | 1,5 | 1,5 | 1,2 |
| .ref (ottobre 2017) | | 0,9 | 1,5 | 1,3 | 1,1 |
| Banca d'Italia (dicembre 2017) | | 0,9 | 1,6 | 1,4 | 1,3 |
| IMF - Fondo monetario internazionale (ottobre 2017) | | 0,9 | 1,5 | 1,1 | |
| ISTAT (novembre 2017) | | 0,9 | 1,5 | 1,4 | |
| OCSE (novembre 2017) | | 0,9 | 1,6 | 1,5 | 1,3 |
| Commissione Europea (novembre 2017) | | 0,9 | 1,5 | 1,3 | 1,0 |

Source: Fonti varie

*Nota di aggiornamento al Documento di Economia e Finanza 2016

Passando a considerare la definizione di viste macroeconomiche al 2040²², è necessario prefigurare l'evoluzione dei driver dello sviluppo economico di lungo periodo quali l'andamento demografico, l'evoluzione tecnologica, il grado di apertura dell'economia al commercio internazionale, i movimenti di capitale.

Questi fattori, infatti, esprimono i contributi alla crescita del PIL derivanti da lavoro e capitale e dalle loro produttività, elementi su cui influisce il grado di apertura dell'economia.

L'analisi dell'evoluzione prospettica di lungo termine di tali fattori ha portato alla definizione dello scenario macroeconomico preso a riferimento per gli scenari di contrasto di cui al **paragrafo A.1**.

Riguardo alla popolazione, lo scenario macroeconomico di riferimento assume le ultime previsioni demografiche ISTAT²³, caratterizzate da una tendenza alla contrazione che non viene compensata dalla presenza di popolazione immigrata. Come risultato, la popolazione resta pressoché invariata fino al 2020, anno dal quale inizia a contrarsi fino a scendere a 59,2 milioni al 2040, con una perdita complessiva di oltre 1,4 milioni rispetto al 2016 (cagr -0,1% nel periodo 2016-2040).

La contrazione della popolazione ed in particolare della popolazione attiva, nonché la conseguente riduzione dell'offerta di risparmio e delle attese di domanda agisce negativamente sulle potenzialità di crescita del capitale fisico, tuttavia, gli effetti sono attenuati dalla presenza degli investimenti diretti esteri.

A completare il quadro delle relazioni con i partner commerciali mondiali, emerge la tendenza all'apprezzamento del cambio dell'euro verso il dollaro, che salirebbe fino a quotare 1,30 dollari per euro nel 2040, con un apprezzamento del 17% rispetto ai valori attuali. Infine, l'inflazione cresce progressivamente fino a raggiungere il 2% nel 2030, per poi stabilizzarsi su tale livello nel decennio successivo.

In questo quadro, nell'intero periodo 2016-2040 l'andamento del PIL non andrebbe oltre una crescita media annua dello 0,9% in termini reali e l'inflazione crescerebbe progressivamente fino a raggiungere il 2% nel 2030, per poi stabilizzarsi su tale livello nel decennio successivo.

Rispetto a questo scenario, che abbiamo definito mediano, nei due scenari di contrasto descritti nel **paragrafo A.1** si farà riferimento ad ipotesi macroeconomiche maggiormente caratterizzate, una da una crescita economica più robusta e l'altra dal perdurare di condizioni di stagnazione.

Nello *Scenario Terna Sviluppo* la popolazione cresce con un CAGR 2016-2040 dello 0,3% (come nello scenario SEN), che è più basso di quello verificatosi nel periodo 2000-2016 (+0,4%), ma la cui realizzazione implica un certo recupero della componente legata all'immigrazione, data l'attuale tendenza demografica negativa e la lentezza con cui si modificano i fenomeni demografici.

Nello stesso scenario il PIL cresce dell'1,4% medio annuo per il periodo 2016-2020 (+1,37% nello scenario SEN). Questo valore, che risulta decisamente più contenuto di quello sperimentato negli ultimi decenni dello scorso secolo, è molto vicino a quello del periodo 2000-2007, che precede gli anni della Grande Recessione. Infine, alla maggiore crescita economica corrisponde anche una maggiore inflazione, che si porta rapidamente e stabilmente al valore di riferimento della BCE (+2,0%).

(21) Il primo è rilevato dall'ISTAT mentre l'indice PMI (Purchasing Managers' Index) è un indice elaborato da IHS Markit, basato su indagini condotte su aziende manifatturiere e dei servizi. L'indice viene considerato un indicatore anticipatore (rispetto alle statistiche ufficiali) dell'andamento dell'economia del settore privato.

(22) Prometeia - Previsioni al 2040 dell'economia italiana – Ottobre 2017.

(23) Previsioni della popolazione. Anni 2016-2065, ISTAT maggio 2017.

Nel secondo Scenario, denominato *Terna Base*, si assume un quadro demografico in contrazione (-0,1% medio annuo per il periodo 2021-2030), come definito dalle ultime previsioni ISTAT ed andamenti più riflessivi per il PIL (+0,5% medio annuo) e per l'inflazione (+1,3% medio annuo).

A.1.4. Prezzi delle commodities: scenari di consenso

Esiste un ampio “mercato” di scenari per i prezzi delle *commodities* (es. petrolio, carbone, gas, CO₂), che è molto più ampio di quello degli scenari sul sistema elettrico. Si ritiene utile confrontare questi cosiddetti scenari di consenso, prima di elaborare gli scenari *commodities* Terna. I nostri punti di riferimento sono:

- IEA, World Energy Outlook 2015-17 (Current Policies, New Policies e 450/Sustainable Development)
- National Grid, Future Energy Scenarios 2017 (Steady State, Slow Progression, Consumer Power, Two Degrees)
- ENTSO-E, TYNDP 2018 (Sustainable Transition, Distributed Generation)

Altri TSO nazionali spesso riprendono direttamente uno o più scenari IEA (vedi caso tedesco o caso francese). Lo IEA ogni anno prevede tre tipi di scenari: Il **primo** descrive una continuazione delle politiche energetiche attuali, senza aumentare il livello di ambizione di obiettivi per le rinnovabili o l'efficienza energetica. Il **secondo** assume degli obiettivi più ambiziosi, affiancati da nuove politiche energetiche per far sì che questi obiettivi possano essere raggiunti, portando ad un livello di prezzi più basso rispetto al primo tipo di scenari. Il **terzo** prevede un forte calo di domanda di combustibili fossili grazie a politiche mirate e prezzi della CO₂ elevati e, in conseguenza, un abbassamento dei prezzi combustibili.

L'approccio di National Grid è diverso poichè non si basa su *storylines* per le *commodities*. Per ogni *commodity* (tranne il carbone) si assumono tre livelli di prezzo: basso, medio e alto. Nei quattro scenari si applicano diverse combinazioni di questi tre livelli di prezzo. Steady State, per esempio, assume un basso prezzo della CO₂ e un prezzo di livello medio per il gas. Si nota che in tutti gli scenari il prezzo del carbone è uguale, assumendo un valore costante in termini reali.

In entrambi gli scenari di ENTSO-E, si prevede un forte rialzo dei prezzi di tutte le *commodities*, discostandosi dalle *storylines* dello IEA che descrivono scenari in cui una crescita del prezzo della CO₂ diminuisce il prezzo dei combustibili fossili.

A.1.5. Scenari commodities di Terna

Per costruire gli scenari *commodities* di Terna si applica la seguente logica:

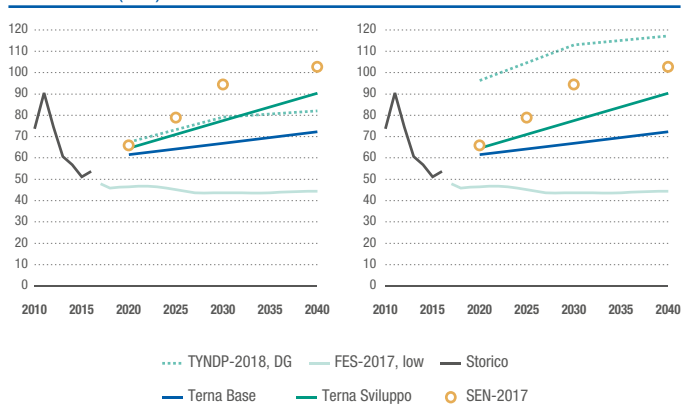
- Crescita economica sincronizzata a livello mondiale
- Politiche energetiche e climatiche non necessariamente sincronizzate a livello mondiale

In riferimento al primo punto, si assume che la crescita economica italiana sia correlata con quella globale: L'Italia cresce e cresce anche il resto del mondo. Di base, questa crescita economica porta con se anche una crescita di domanda energetica complessiva, cioè nei settori di trasporto, riscaldamento, industria e elettricità. Questo vale anche per i paesi industrializzati, anche se la correlazione tra PIL e consumi oggi è meno stringente rispetto a 10-15 anni fa, grazie all'aumento dell'efficienza energetica.

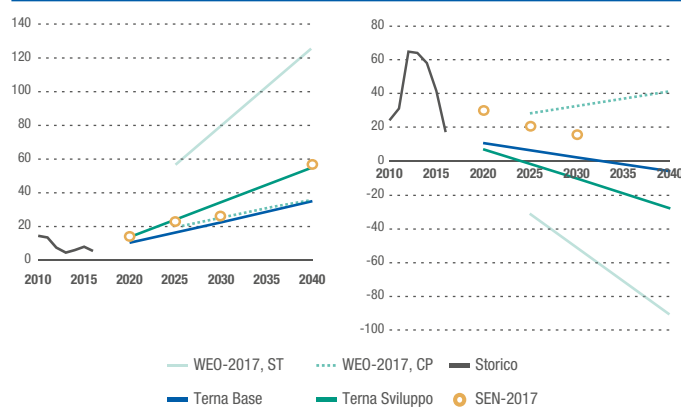
La questione di come questa domanda energetica sia soddisfatta, dipende anche dalle scelte politiche. In riferimento a questo punto, l'assunzione è che esistano globalmente politiche energetiche e climatiche per promuovere rinnovabili e l'efficienza energetica, ma che queste abbiano un livello di ambizione diverso. Assumendo politiche ambientali più stringenti in Europa (es. per il settore dei trasporti e/o la chiusura del carbone), si prevede una diminuzione della domanda europea per combustibili fossili. Questa decrescita non necessariamente si osserverà anche a livello globale, se le politiche ambientali non sono allineate. Considerando che petrolio e carbone sono *commodities* con mercati globali, una diminuzione di domanda di combustibili fossili solo a livello europeo potrebbe non risultare in una riduzione del loro prezzo. Questa logica vale anche per il mercato del gas che – grazie al gas naturale liquefatto – sta diventando un mercato con prezzi globali, superando l'attuale frammentazione regionale.

In linea con le assunzioni macroeconomiche si considerano due scenari di *commodities*. Base e Sviluppo. Assumendo obiettivi e ambizioni politiche più elevati nel secondo scenario, anche grazie alla più elevata flessibilità economica, si prevede un segnale di prezzo CO₂ più forte rispetto allo scenario base che porterebbe ad un livello di consumi di combustibili fossili più bassi rispetto allo scenario base. Seguendo la logica introdotta nei precedenti paragrafi, questo però non avrebbe un impatto frenante sui loro prezzi, considerando politiche ambientali non sincronizzate a livello globale. Il livello dei prezzi in questo caso dovrebbe essere più alto rispetto allo scenario base.

FIGURA 47 – PREZZO DEL GAS NATURALE (€/MWh) E DEL CARBONE (€/T)



Fonte: Elaborazione Terna su ENTSO-E (2017) e National Grid (2017). N.B.: prezzi in €2016

FIGURA 48 – PREZZO DELLA CO₂ E DIFFERENZIALE TRA PREZZO FUEL SWITCH E CO₂ (€/T)


Fonte: Elaborazione Terna su IEA (2017). N.B.: prezzi in €₂₀₁₆

In base alle considerazioni sin qui esposte si costruiscono scenari per le quattro commodities, rappresentati nelle tabelle di seguito riportate (vedi **Tabella 15**)

La **Figura 47** e la **Figura 48** inquadrano questi scenari Terna con le soglie minime e massime osservati negli scenari di consenso e con i valori della SEN. Per carbone e gas, si nota che gli scenari Terna restano negli scenari di consenso e sotto i valori definite nella SEN.

Nello scenario base, il prezzo della CO₂ è stato fissato ad un livello *coal-before-gas*, cioè incentiva il passaggio da carbone a gas (“fuel switch”) in termine economici solo dopo il 2030.

Per lo scenario sviluppo invece il livello *gas-before-coal* si raggiunge già poco dopo del 2020. Nella SEN il prezzo della CO₂ non diventa mai abbastanza alto per incentivare lo switch. Questo è dovuto anche al livello relativamente alto del prezzo gas.

TABELLA 15 – CONFRONTO DEI PREZZI COMBUSTIBILI USATI

| Gas naturale (€/MWh) | 2016 | 2020 | 2030 | 2040 |
|-----------------------|-------|-------|-------|-------|
| Storico ²⁴ | 15,4 | | | |
| Terna Base | | 20,0 | 22,5 | 25,0 |
| Terna Sviluppo | | 20,5 | 24,3 | 28,0 |
| Carbone (€/t) | 2016 | 2020 | 2030 | 2040 |
| Storico ²⁵ | 59,4 | | | |
| Terna Base | | 57,2 | 64,7 | 72,3 |
| Terna Sviluppo | | 60,2 | 75,3 | 90,3 |
| CO ₂ (€/t) | 2016 | 2020 | 2030 | 2040 |
| Storico | 5,4 | | | |
| Terna Base | | 10,3 | 22,7 | 35,0 |
| Terna Sviluppo | | 13,7 | 34,3 | 55,0 |
| Petrolio grezzo (€/t) | 2016 | 2020 | 2030 | 2040 |
| Storico | 315,2 | | | |
| Terna Base | | 349,9 | 551,2 | 752,5 |
| Terna Sviluppo | | 370,8 | 624,4 | 877,9 |

N.B.: prezzi in €2016

(24) Prezzo PSV.

(25) Prezzo API2.

(26) L'industria comprende anche il settore agricoltura

(27) Il costo energetico è calcolato come somma della componente mercato e della componente tariffaria del Prezzo Energia

A.1.6. Metodologia e modello di previsione

Ai fini della previsione della domanda elettrica è stato utilizzato un modello di simulazione che stima il consumo elettrico ed energetico dei quattro macro-settori dell'economia nazionale (industria²⁶, terziario, Residenziale e trasporti) ciascuno a sua volta composto da un numero definito di settori.

Il tool unisce una modellizzazione di tipo top-down, ovvero fondata sull'analisi di dinamiche di tipo macro-economico, con un approccio bottom-up, che tiene conto dello sviluppo tecnologico dei diversi settori dell'economia.

La costruzione degli scenari, infatti, integra valutazioni puntuali sull'economicità delle diverse tecnologie di consumo, differenziate per costo, vettore energetico e grado di efficienza, nei diversi settori considerati. Questa funzionalità consente di valutare l'impatto della diffusione di una specifica tecnologia sulla curva dei consumi, “rilassando” l'assunzione di base del modello regressivo che lega in maniera univoca la crescita dei consumi elettrici a quella economica.

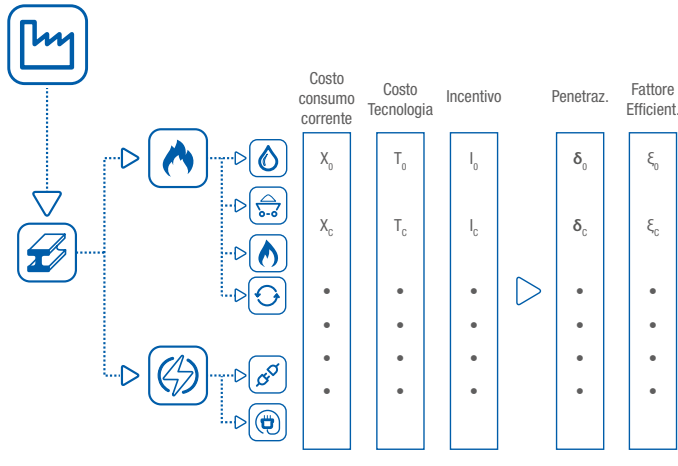
Per ogni settore è implementata una funzione logica che valuta la convenienza economica di un set di tecnologie. L'adozione tecnologica si attiva, con un lag temporale specifico per ogni tecnologia (rappresentativo dei tempi tecnici attesi per l'installazione), nel momento in cui il costo della stessa è inferiore rispetto al costo della tecnologia al momento adottata dal settore (standard di mercato), diminuito di un incentivo pubblico presente, o che potrebbe essere introdotto nel futuro.

Nell'esempio illustrato nella **Figura 49** di seguito riportata, viene analizzato il consumo energetico del settore siderurgico, diviso in consumo termico e consumo elettrico.

Per le due fonti di consumo viene rappresentato il mix energetico relativo cui è collegato un vettore relativo al costo energetico delle specifiche fonti²⁷. Tale costo del vettore energetico è rapportato alla componente di costo della tecnologia.

La logica funzionale del modello prevede che l'industria continui ad avere un profilo di consumo standard fino a che il costo del vettore energetico permane inferiore rispetto a quello della tecnologia. A questo è aggiunta la possibilità di prevedere un incentivo specifico per l'adozione della tecnologia che s'inserisce nell'equazione come componente di sconto del costo della tecnologia.

FIGURA 49 – LOGICA DI FUNZIONAMENTO BASE DEL MODELLO

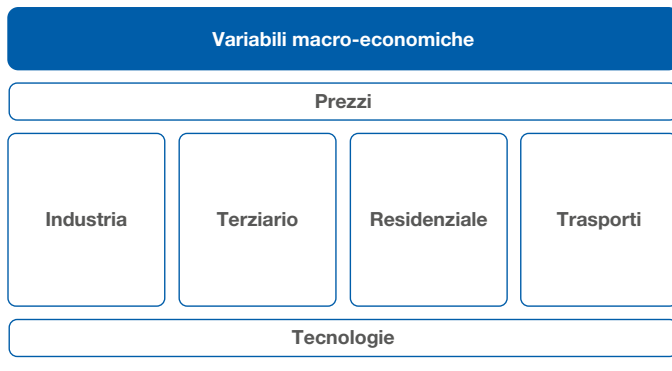


Fonte: Terna

Le variabili di tipo macro-economico considerate nel modello, così come quelle inerenti i prezzi delle commodities sono variabili driver che guidano la struttura simulativo-predittiva dei consumi nei diversi settori. Variabili come il PIL, la popolazione, il prezzo delle commodities energetiche e gli incentivi, infatti, hanno un'incidenza trasversale su tutti i settori (v. **Figura 50**).

Le tecnologie impiegate nei consumi energetici, invece, sono specifiche per ogni settore e ognuna impatta sul livello di consumo dello specifico settore.

FIGURA 50 – SETTORI DI CONSUMO E VARIABILI DRIVER



Fonte: Terna

Le tecnologie di produzione e consumo energetico, anno per anno, vengono caratterizzate attraverso numerosi parametri, che tipicamente possono essere

- Settore di riferimento
- Fonte energetica consumata e processo di consumo relativo
- Costi: capex e opex
- Vita utile
- Grado di efficientamento e comparazione rispetto allo standard di mercato

Attraverso questi parametri, per ogni tecnologia viene identificato, anno per anno, il cosiddetto “Levelised Cost Of Energy” (LCOE), calcolato secondo la formula di seguito riportata. Questo, analogamente al più noto e comune Levelised Cost Of Electricity, rappresenta il costo dell’unità di energia consumata dalla specifica tecnologia lungo l’intera vita di utilizzo: una volta definito l’LCOE,

$$LCOE = \frac{C_0 + \sum_{t=1}^n \frac{O_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+i)^t}}$$

le tecnologie più economicamente convenienti registreranno una penetrazione maggiore, determinando il mix di fonti di consumo energetico e il livello di consumo finale.

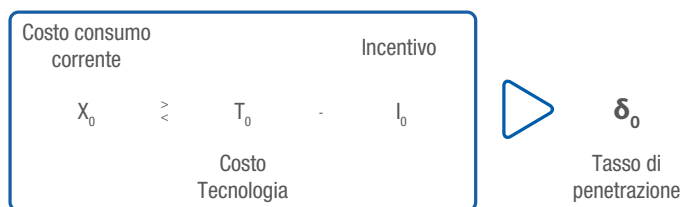
dove:

- C_0 Investimento iniziale [€]
- O_t Costi annui totali (combustibile, costi O&M, ecc.) nell’anno t [€]
- E_t Energia consumata (o prodotta) nell’anno t [MWh]
- i Tasso di sconto [%]
- n Vita tecnico-economica dell’impianto [anni]
- t Anno di vita tecnica [1, 2, ...n]

Questa caratterizzazione settoriale e tecnologica permette di determinare, per ciascuna tecnologia, in ciascun settore, per ogni anno, il relativo LCOE, espresso in € per unità di energia consumata o prodotta (€/MWh). Questo indicatore, utilizzato solitamente per confrontare il costo di generazione per gli impianti di produzione di energia elettrica, costituisce la base di confronto tra i costi dell’energia per il singolo settore e valutare conseguentemente il livello di penetrazione della singola tecnologia. In definitiva, in funzione delle variabili esogene che definiscono in ultima analisi la domanda di servizio per il singolo settore (domanda di riscaldamento nel settore residenziale, domanda di mobilità nel settore dei trasporti, ecc.), il modello consente una minimizzazione dei costi necessari al soddisfacimento di tale domanda (vedi **Figura 51**).

La funzione logica prevede una relazione diretta tra il tasso di adozione della tecnologica δ e la convenienza economica relativa: all’aumentare della convenienza corrisponde un aumento del tasso δ di penetrazione della tecnologia all’interno del settore.

FIGURA 51 – CONFRONTO TRA COSTO DEL VETTORE ENERGETICO E COSTO DELLA TECNOLOGIA



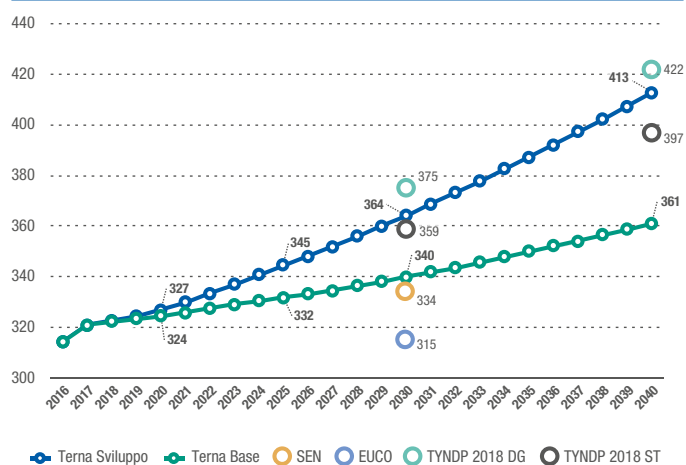
Fonte: Terna

A.1.7. Risultati del modello

Il processo di definizione degli scenari di previsione della domanda ha visto una prima fase di analisi di benchmark degli scenari predisposti da altri operatori di sistema peers di Terna e da enti ed organizzazioni internazionali (ENTSO-E, EC, IEA), nonché della SEN a livello nazionale.

Dopo tale fase le cui evidenze sono state illustrate nei capitoli precedenti, si riportano nel seguito i risultati delle due sensitivity di contrasto della domanda di energia elettrica elaborati da Terna: Terna Base e Terna sviluppo. In particolare, nella **Figura 52** si riporta l'andamento prospettico della domanda nelle due sensitivity Terna nonché degli scenari presi a riferimento nell'analisi di benchmark con orizzonte temporale al 2040.

FIGURA 52 – TREND DELLA DOMANDA ELETTRICA



Fonte: Terna

Dall'analisi dell'andamento delle sensitivity Terna nei vari anni di riferimento si evidenzia che gli stessi sono compresi in un range del +/- 9% di variazione rispetto agli scenari ENTSO-E (ST e DG). In particolare nell'orizzonte temporale 2016 – 2040:

- In **Terna Base** emerge una previsione della domanda di energia elettrica in lieve crescita con un CAGR del + 0,6%;
- in **Terna Sviluppo** la previsione è per una crescita della domanda più accentuata, con un CAGR del +1,1%

Nella **Tabella 16** e seguenti, sono riportati i dati consuntivi definitivi fino al 2016 e i dati previsionali della domanda di energia elettrica e delle sue variazioni di lungo periodo, nonché i tassi medi di variazione dei singoli periodi in oggetto del PIL e dell'intensità elettrica (IE) nelle due sensitivity "base" e "di sviluppo".

Tra gli indicatori di efficienza energetica, infatti, l'intensità elettrica del PIL è uno dei più significativi e si presta per un confronto dell'efficienza implicitamente sottostante le sensitivity "Base" e "Sviluppo"²⁸.

TABELLA 16 – TREND STORICO DI PIL, IE E DOMANDA ELETTRICA

| | 2000 | 2005 | 2010 | 2016 | CAGR 2000-2005 (%) | CAGR 2005-2010 (%) | CAGR 2010-2016 (%) |
|-------------------------------------|-------|-------|-------|-------|--------------------|--------------------|--------------------|
| Domanda Elettrica (TWh) | 298,5 | 330,4 | 330,5 | 314,3 | 2,1% | 0,0% | -0,8% |
| Prodotto Interno Lordo (Mldi €) | 1.556 | 1.630 | 1.605 | 1.569 | 0,9% | -0,3% | -0,4% |
| Intensità elettrica del PIL (kWh/€) | 0,192 | 0,203 | 0,206 | 0,200 | 1,1% | 0,3% | -0,5% |

Fonte: Terna

(*) Prodotto Interno Lordo ai prezzi di mercato (valori concatenati, anno di riferimento 2010) - Fonte ISTAT

TABELLA 17 – DATI PREVISIONALI DI PIL, IE E DOMANDA ELETTRICA – BASE

| | 2016 | 2017* | 2020 | 2030 | 2040 | CAGR 2016-2020 (%) | CAGR 2021-2040 (%) |
|-------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|--------------------|--------------------|
| Domanda Elettrica (TWh) | 314,3 | 320,4 | 324,4 | 339,9 | 361,0 | 0,8% | 0,6% |
| Prodotto Interno Lordo (Mldi €) | 1.569 | 1.577 | 1.601 | 1.683 | 1.769 | 0,5% | 0,5% |
| Intensità elettrica del PIL (kWh/€) | 0,200 | 0,203 | 0,203 | 0,202 | 0,204 | 0,3% | 0,04% |

Fonte: Terna

(*) Dato provvisorio

TABELLA 18 – DATI PREVISIONALI DI PIL, IE E DOMANDA ELETTRICA – SVILUPPO

| | 2016 | 2017* | 2020 | 2030 | 2040 | CAGR 2016-2020 (%) | CAGR 2021-2040 (%) |
|-------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|--------------------|--------------------|
| Domanda Elettrica (TWh) | 314,3 | 320,4 | 326,9 | 364,3 | 412,7 | 1,0% | 1,2% |
| Prodotto Interno Lordo (Mldi €) | 1.569 | 1.591 | 1.659 | 1.869 | 2.106 | 1,4% | 1,3% |
| Intensità elettrica del PIL (kWh/€) | 0,200 | 0,201 | 0,197 | 0,195 | 0,196 | -0,4% | -0,03% |

Fonte: Terna

(*) Dato provvisorio

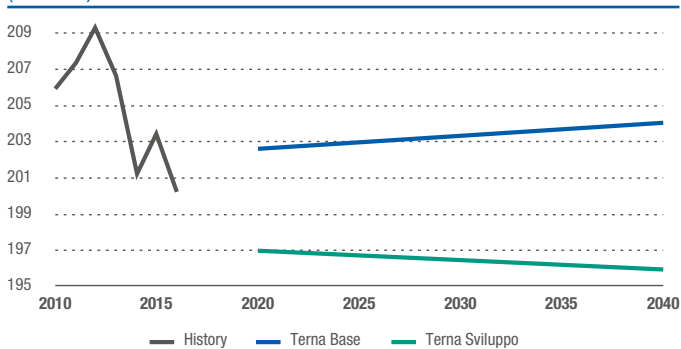
Nella **sensitivity Terna Base**, per l'orizzonte di breve termine 2016-2020, si ipotizza un tasso di crescita di +0,8% della domanda che nel 2020 raggiunge il livello di c.a. 324 TWh; mentre nel periodo 2021-2040, si prevede un tasso di crescita più contenuto di +0,6% per anno con una domanda elettrica pari a 361 TWh al 2040.

Nella **sensitivity Terna Sviluppo**, per l'orizzonte di breve termine 2016-2020, si ipotizza un tasso medio annuo di crescita della domanda più sostenuto rispetto allo scenario base con un CAGR del +1% e una domanda pari a 326,9 TWh al 2020; mentre nel periodo 2021 – 2040 il tasso di crescita annuo pari a +1,2%, con una domanda elettrica pari a 412,7 TWh al 2030.

In **Figura 53** sono riportati gli andamenti dell'intensità elettrica in termini assoluti.

(28) Nella Del. AEEGSI n.627/2016 (Allegato A, par. 4.2.a) si chiede di discutere anche tale indicatore nel documento di descrizione degli scenari.

FIGURA 53 – ANDAMENTO STORICO E PREVISIONALE DELL'IE (kWh/k€)



Source: ISTAT Contabilità Nazionale

Dal grafico si osserva che nel lungo termine (2020-2040) lo *Scenario Sviluppo* sottende un utilizzo più efficiente dell'energia elettrica. A fronte di una crescita sostenuta della domanda elettrica (+1,2%), l'intensità elettrica rimane pressoché costante.

A.1.8. Previsione della domanda settoriale

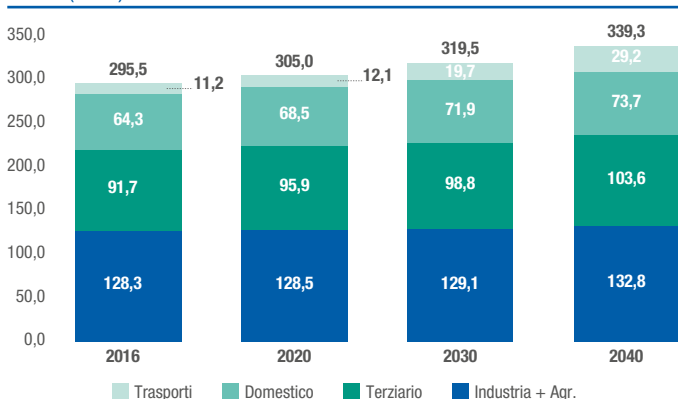
Sulla base dei risultati del modello utilizzato per la previsione della domanda di energia elettrica a livello nazionale ed in coerenza con il quadro nazionale presentato nel paragrafo precedente, si riportano nel seguito le previsioni per settore di attività con riferimento alla sensitivity Terna Base (vedi **Tabella 19** e **Figura 54**) e Sviluppo (v. **Tabella 20** e **Figura 55**).

TABELLA 19 – PREVISIONE SETTORIALE DELLA DOMANDA DI ENERGIA ELETTRICA - TERNA BASE

| Settore | 2016 (TWh) | 2020 (TWh) | 2030 (TWh) | 2040 (TWh) | CAGR 2016-2040 (%) |
|-------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------------|
| Trasporti | 11,2 | 12,1 | 19,7 | 29,2 | 4,1% |
| Industria e Agricoltura | 128,3 | 128,5 | 129,1 | 132,8 | 0,1% |
| Terziario | 91,7 | 95,9 | 98,8 | 103,6 | 0,5% |
| Domestico | 64,3 | 68,5 | 71,9 | 73,7 | 0,6% |
| Totale consumi | 295,5 | 305 | 319,5 | 339,3 | 0,6% |
| Perdite | 18,9 | 19,4 | 20,4 | 21,7 | |
| Totale Domanda | 314,4 | 324,4 | 339,9 | 361,0 | 0,6% |

Source: Terna

FIGURA 54 – PREVISIONE DEI CONSUMI SETTORIALI - TERNA BASE (TWh)



Source: Terna

La previsione settoriale dei consumi elettrici nelle ipotesi Terna Base evidenzia che il settore dei trasporti è caratterizzato dalla maggiore dinamica (cagr + 4,1%) in conseguenza della ipotizzata diffusione della mobilità elettrica. Il contributo dell'industria - inclusa l'agricoltura - è sostanzialmente stabile (+0,1%) a testimonianza anche della tenuta del settore in termini di valore aggiunto, in discontinuità con gli andamenti cedenti degli ultimi periodi. Il settore terziario - che non comprende i trasporti - mantiene una dinamica positiva (+0,5%), in continuità con gli andamenti storici. Per il domestico le nuove applicazioni consentono di osservare una dinamica positiva (+0,6%).

Si riportano infine nella **Tabella 20** e nella **Figura 55** le previsioni per settore di attività riferite a Terna Sviluppo. Le dinamiche positive già riscontrate in Terna Base sono maggiormente accentuate.

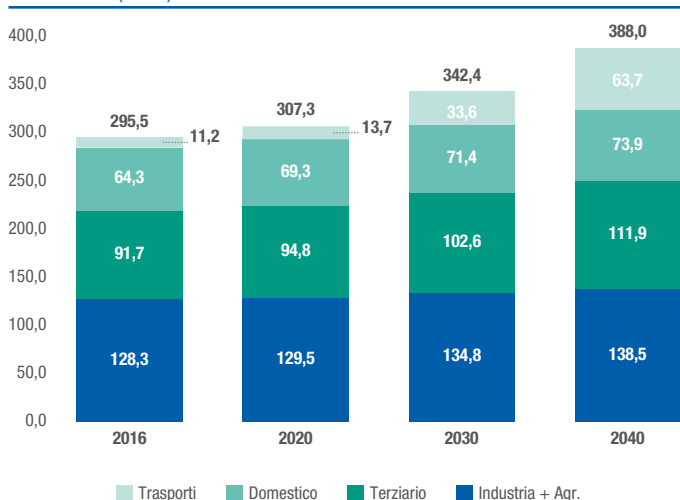
TABELLA 20 – PREVISIONE SETTORIALE DELLA DOMANDA DI ENERGIA ELETTRICA - TERNA SVILUPPO

| Settore | 2016 (TWh) | 2020 (TWh) | 2030 (TWh) | 2040 (TWh) | CAGR 2016-2040 (%) |
|-------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------------|
| Trasporti | 11,2 | 13,7 | 33,6 | 63,7 | 7,5% |
| Industria e Agricoltura | 128,3 | 129,5 | 134,8 | 138,5 | 0,3% |
| Terziario | 91,7 | 94,8 | 102,6 | 111,9 | 0,8% |
| Domestico | 64,3 | 69,3 | 71,4 | 73,9 | 0,6% |
| Totale consumi | 295,5 | 307,3 | 342,4 | 388,0 | 1,1% |
| Perdite | 18,8 | 19,6 | 21,9 | 24,7 | |
| Totale Domanda | 314,3 | 326,9 | 364,3 | 412,7 | 1,1% |

Source: Terna

Il settore industriale mantiene al 2040 la sua centralità del settore nell'economia italiana. Per quanto al settore dei trasporti si osserva che in prospettiva sarà anche in questo scenario quello più dinamico (cagr +7,5% sull'intero periodo), sempre in relazione all'ulteriore diffusione della mobilità elettrica. Il terziario si conferma fondamentale a servizio degli altri settori (cagr. +0,8%), mentre, sempre in relazione alla penetrazione di forme di comfort ambientale sostenibile, il settore domestico si sviluppa ad un cagr +0,6%.

FIGURA 55 – PREVISIONE DEI CONSUMI SETTORIALI - TERNA SVILUPPO (TWh)



Source: terna

A.1.9. Previsione per aree geografiche

La previsione per aree geografiche riferita a Terna Base evidenzia che la domanda nazionale di energia elettrica da 2016 al 2040 evolve tra un tasso medio annuo +1,3% al Centro e +1% al Sud (vedi Tabella 21 e Figura 56). In questo scenario, più in linea con la domanda elettrica nazionale, si osservano gli andamenti delle aree geografiche del Nord e Isole.

TABELLA 21 – PREVISIONE DELLA DOMANDA NELLE AREE GEOGRAFICHE (TERNA BASE)

| Area geografica | 2016 (TWh) | 2020 (TWh) | 2030 (TWh) | 2040 (TWh) | CAGR 2016-2026 (%) | CAGR 2016-2040 (%) |
|-----------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------------|--------------------|
| Nord | 176,5 | 183,8 | 192,6 | 204,2 | 1,5% | 0,6% |
| Centro | 56,2 | 58,9 | 62,2 | 66,5 | 1,7% | 0,7% |
| Sud | 54,1 | 53,5 | 56,1 | 59,6 | 1,0% | 0,4% |
| Isole | 27,5 | 28,2 | 29,0 | 30,7 | 1,1% | 0,5% |
| ITALIA | 314,3 | 324,4 | 339,9 | 361,0 | 1,4% | 0,6% |

Source: Terna

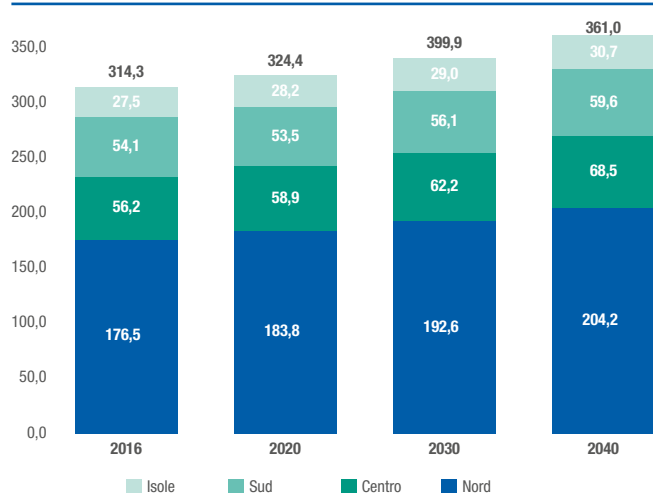
Nord: Piemonte, Valle d'Aosta, Lombardia, Trentino Alto Adige, Veneto, Friuli Venezia Giulia, Liguria, Emilia Romagna

Centro: Toscana, Umbria, Marche, Lazio

Sud: Abruzzo, Molise, Campania, Puglia, Basilicata, Calabria

Isole: Sicilia, Sardegna

FIGURA 56 – PREVISIONE DELLA DOMANDA ELETTRICA NELLE AREE GEOGRAFICHE -TERNA BASE (TWh)



Source: Terna

La previsione per aree geografiche riferita a Terna Sviluppo evidenzia che dal 2016 al 2040, a fronte di una evoluzione della domanda a livello nazionale ad un tasso medio annuo pari al +1,1%, la crescita della richiesta di energia elettrica nelle quattro macro aree geografiche in cui è ripartito il Paese è sempre positiva ma non del tutto omogenea.

In particolare, la dinamica della domanda è attesa più vivace al Centro e nelle Isole con un tasso medio annuo rispettivamente del +1,3% e del +1,2%. Al Nord la crescita della domanda è in linea con la media nazionale, +1,1% mentre aspettative di crescita leggermente inferiori al livello medio nazionale, si registrano nelle Regioni del Sud, con un tasso di sviluppo atteso pari a +1% (v. Tabella 22 e Figura 57).

TABELLA 22 – PREVISIONE PER AREE GEOGRAFICHE (TERNA SVILUPPO)

| Area geografica | 2016 (TWh) | 2020 (TWh) | 2030 (TWh) | 2040 (TWh) | CAGR 2016-2026 (%) | CAGR 2016-2040 (%) |
|-----------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------------|--------------------|
| Nord | 176,5 | 185,0 | 205,3 | 230,2 | 2,7% | 1,1% |
| Centro | 56,2 | 59,3 | 66,9 | 76,7 | 3,2% | 1,3% |
| Sud | 54,1 | 54,0 | 60,4 | 69,2 | 2,5% | 1,0% |
| Isole | 27,5 | 28,6 | 31,8 | 36,7 | 2,9% | 1,2% |
| ITALIA | 314,3 | 326,9 | 364,3 | 412,7 | 2,8% | 1,1% |

Source: Terna

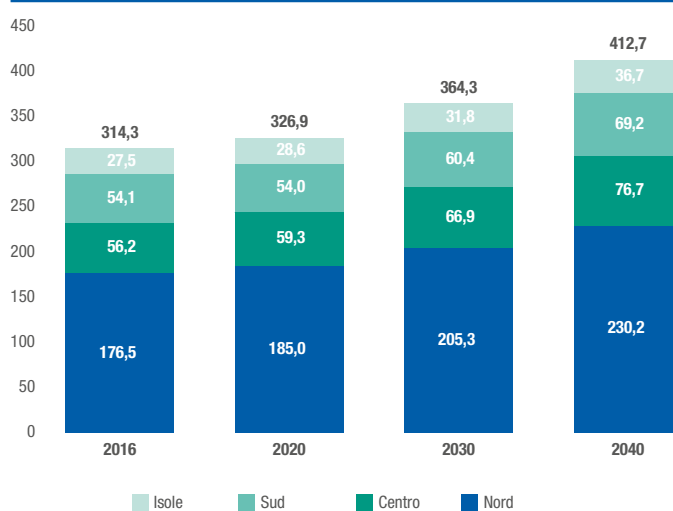
Nord: Piemonte, Valle d'Aosta, Lombardia, Trentino Alto Adige, Veneto, Friuli Venezia Giulia, Liguria, Emilia Romagna

Centro: Toscana, Umbria, Marche, Lazio

Sud: Abruzzo, Molise, Campania, Puglia, Basilicata, Calabria;

Isole: Sicilia, Sardegna

FIGURA 57 – PREVISIONE DELLA DOMANDA ELETTRICA NELLE AREE GEOGRAFICHE -TERNA SVILUPPO (TWh)



Source: Terna

A.1.10. Previsione della domanda in potenza

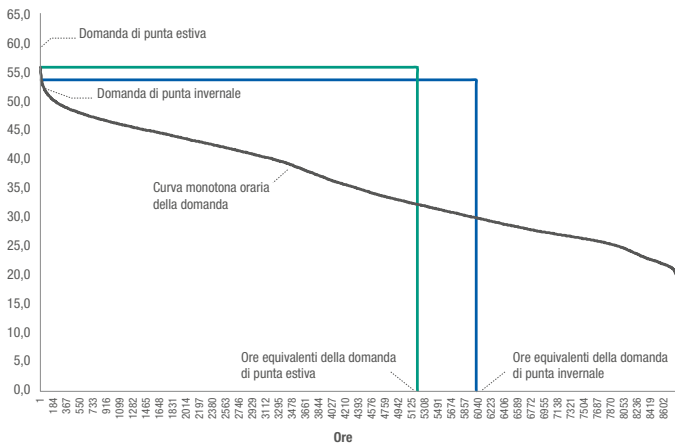
Le previsioni della domanda in potenza sono elaborate a partire da quelle della domanda in energia e dalle **ore equivalenti della domanda alla punta**, calcolate come il **rapporto tra la domanda annua in energia ed il carico al picco in potenza**.

In particolare sono calcolate come rapporto tra l'energia sottesa alla curva monotona della domanda oraria (vedi curva grigia della Figura seguente) e i corrispondenti valori di picco nel periodo invernale o estivo.

Tale parametro è tanto più elevato quanto minore è la differenza tra carico massimo e carico minimo e quindi quanto il carico è bilanciato durante l'anno.

La **Figura 58** rappresenta la curva monotona del carico 2016, anno bisestile non particolarmente caratterizzato da picchi di potenza estremi soprattutto rispetto al 2015, in cui si è registrato il massimo storico per l'Italia, pari a 60.491 MW, registrato il 22 luglio 2015.

FIGURA 58 – CURVA MONOTONA ORARIA DELLA DOMANDA DI POTENZA (GW) E ORE (N°) ANNO 2016



Source: Terna.

Nella **Figura 59** è riportata la serie dei valori a consuntivo del massimo carico annuo dal 1980 al 2016.

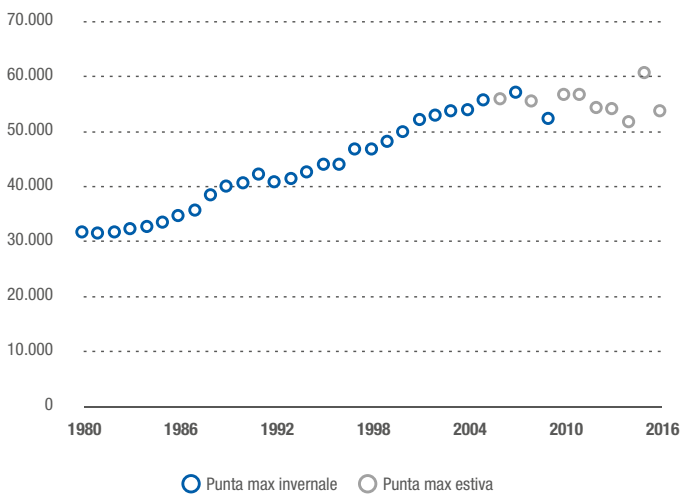
In figura i periodi con carico massimo registrato in inverno sono evidenziati in blu mentre quelli con carico massimo registrato in estate sono evidenziati in grigio.

Come si evince dal grafico, il picco in Italia negli ultimi anni si è verificato nella stagione estiva. Ciò è dovuto alla sensibilità della domanda rispetto alla temperatura: all'incremento della temperatura rispetto alla temperatura media si registra una variazione positiva dei consumi in particolare per il settore domestico e dei servizi.

Contrariamente ai Paesi del nord Europa, l'Italia presenta una forte correlazione della domanda estiva rispetto al clima per il forte sviluppo del condizionamento elettrico che spinge in alto i consumi in particolare nei mesi di giugno e luglio.

Nel **2017** la **punta massima** di **54.535 MW** del luglio 2017 (dato provvisorio), è stata superiore del +1,8% alla punta massima del 2016.

FIGURA 59 – CARICO MASSIMO ANNUO IN ITALIA DAL 1980 (MW)

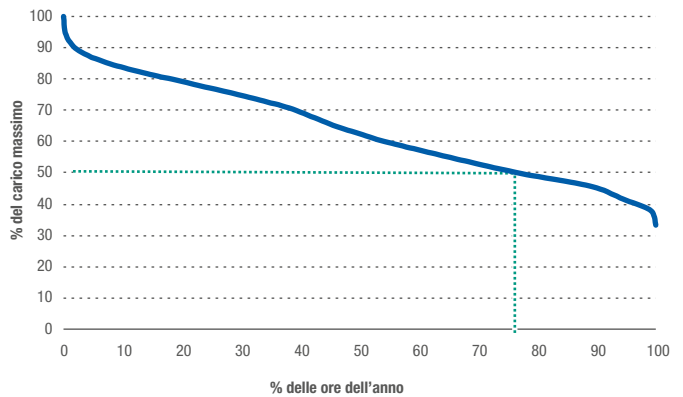


Source: Terna

Nella **Figura 60**, si riporta la curva monotona del carico 2016, basata sulla rilevazione oraria della potenza richiesta in percentuale rispetto al massimo carico annuo.

Si tratta di un indicatore sintetico della modulazione del prelievo in potenza.

FIGURA 60 – CURVA DI DURATA DEL CARICO SULLA RETE ITALIA NEL 2016



Source: Terna

Si osserva che nel 2016 la domanda ha superato il 50% del carico massimo per circa il 77% delle 8.784 ore dell'anno.

Nella **Tabella 23** si riporta l'andamento degli ultimi 10 anni della modulazione del prelievo in potenza.

TABELLA 23 – MODULAZIONE DEL PRELIEVO IN POTENZA (%)

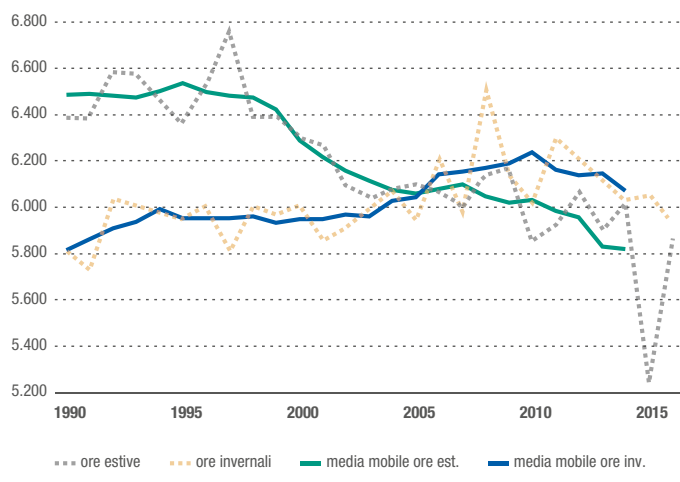
| Anno | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 |
|--|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Percentuale delle ore dell'anno con carico superiore al 50% del carico massimo | 90,0% | 90,6% | 90,8% | 86,4% | 89,7% | 91,9% | 87,8% | 89,1% | 67,6% | 76,7% |

Source: Terna

A.1.11. Evoluzione delle ore equivalenti della domanda alla punta

Con la metodologia adottata, partendo da un'analisi storica delle ore equivalenti della domanda alla punta nei periodi invernali ed estivi, si possono determinare le relative medie mobili²⁹ rendendo evidenti le tendenze di fondo come rappresentato in **Figura 61**.

FIGURA 61 – STORICO ORE EQUIVALENTI DELLA DOMANDA ALLA PUNTA ESTIVA E INVERNALE (N° ORE)



Source: Terna
*2016 (Dati provvisori).

In tale figura, l'andamento storico delle ore equivalenti della domanda alla punta invernale mostra la graduale fase di crescita in atto nel corso degli anni '90, toccando un primo massimo nel 1992 pari a circa 6.000 ore/anno (curva ore invernali a tratto sottile).

A partire dal 1992 e fino al 2004, le ore equivalenti della domanda alla punta invernale (media mobile, a tratto più marcato) sono pressoché stabili nell'intervallo tra 5.900 e 6.000 ore/anno.

Dal 2004 si sono avuti ripetuti nuovi picchi delle ore equivalenti della domanda alla punta invernale - l'ultimo dei quali nel 2008 con 6.505 ore - che hanno comportato lo spostamento - ancora in atto negli ultimi anni - della media mobile su valori decisamente superiori alle 6.000 ore/anno.

Dal 2012 infine è in atto un contenuto ripiegamento delle ore equivalenti della domanda alla punta invernale.

L'andamento storico delle ore equivalenti della domanda alla punta estiva evidenzia che a un periodo di relativa stabilità attorno a valori nettamente superiori a quelli delle ore invernali (circa 6.500 ore/anno) si è sostituita nell'ultimo decennio una fase molto altalenante, con una decisa tendenza alla diminuzione verso livelli anche molto inferiori a quelli delle ore invernali.

Anche l'andamento delle curve rappresentative delle medie mobili, evidenzia che dalla metà degli anni 2000 le ore equivalenti della domanda alla punta estiva tendono ad

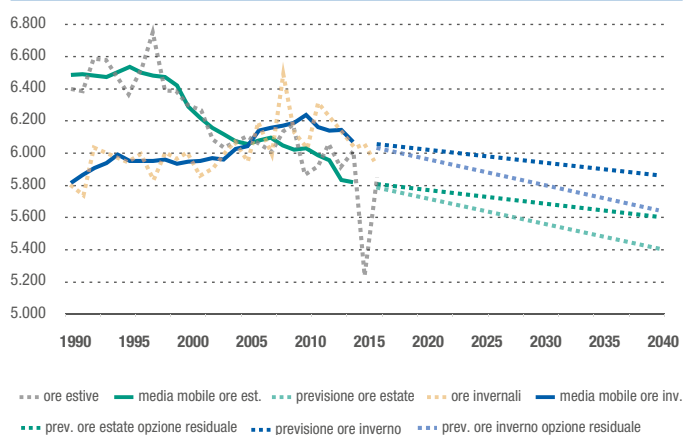
attestarsi su livelli inferiori a quelle della potenza invernale.

Mentre infatti la media delle ore invernali risulta compresa tra le 6.000 e le 6.200 ore/anno, la media delle ore estive scende sotto le 6.000 ore/anno, con tendenza a sfondare verso il basso tale limite.

Sulla base della proiezione futura dei trend di fondo e tenendo conto della variabilità del carico alla punta, vengono determinate le previsioni delle ore equivalenti della domanda alla punta invernale ed estiva.

In **Figura 62** sono riportati i valori previsionali di tali situazioni per lo scenario di sviluppo³⁰.

FIGURA 62 – STORICO E PREVISIONE ORE EQUIVALENTI DELLA DOMANDA ALLA PUNTA ESTIVA E INVERNALE - SCENARIO SVILUPPO (N° ORE)



Source: Terna

Sulla base delle suddette previsioni delle ore equivalenti della domanda alla punta, e tenuto conto delle previsioni della domanda in energia come determinata al precedente capitolo emerge quanto segue.

Nello **scenario base**, (vedi **Tabella 24**):

- **per il 2030** si stima una domanda di potenza alla punta di 61,0 GW
- **per il 2040**, si stima una domanda di potenza alla punta di 66,4 GW.

TABELLA 24 – PREVISIONE DELLA DOMANDA IN POTENZA: SCENARIO BASE (GW)

| Anno | 2030 | 2040 |
|--------------|------|------|
| Caso estremo | 61,0 | 66,4 |

Source: Terna.

Le valutazioni del carico massimo alla punta sono basate sulle seguenti assunzioni relative alle ore di utilizzazione della potenza massima:

(29) In particolare viene calcolata una media mobile a cinque anni centrata.

(30) Le curve in previsione sono valutate tenendo conto dell'andamento storico cui si aggiunge l'effetto della variabilità ($\pm 2 \sigma$) Nel grafico di Figura 38 sono riportati entrambe le curve - per inverno e per estate - anche se ai fini della previsione di carico si utilizza nel seguito la curva più gravosa, corrispondente a ore di utilizzazione inferiori.

- valutazione di una media delle ore di utilizzazione della potenza alla punta massima nel periodo dal 2010 al 2016, ultimo anno a consuntivo. In questi ultimi sette anni tutte le punte massime sono state ottenute in estate;
- determinazione di un dato rappresentativo delle ore di utilizzazione del carico dell'estate media convenzionale nell'anno obiettivo;
- determinazione di un dato rappresentativo delle ore di utilizzazione in estate "torrida" convenzionale, ottenuta dal dato di estate media con un coefficiente correttivo pari a due volte lo scarto quadratico medio;
- valutazione del dato rappresentativo delle ore di utilizzazione in inverno medio convenzionale a partire dallo scarto esistente nella serie storica tra le medie mobili in dei valori estivi e invernali.

Analogamente, nello **scenario di sviluppo**, (vedi **Tabella 25**):

- **per il 2030** si stima una domanda di potenza alla punta di 66,5 GW
- **per il 2040**, invece, si stima una domanda di potenza alla punta di 76,3 GW.

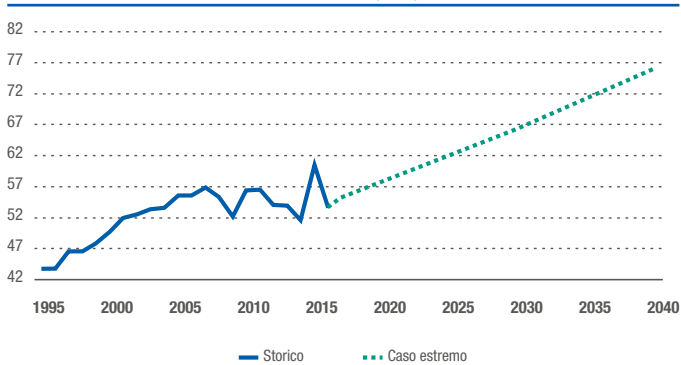
TABELLA 25 – PREVISIONE DELLA DOMANDA IN POTENZA: SCENARIO SVILUPPO (GW)

| Anno | 2030 | 2040 |
|--------------|------|------|
| Caso estremo | 66,5 | 76,3 |

Source: Terna.

Coerentemente con i dati di ore equivalenti della domanda alla punta di cui alla **Figura 63** sono ricavati e riportati nella seguente i valori che si riferiscono al carico massimo annuo a consuntivo fino al 2016 e in previsione fino al 2040, nelle condizioni di caso estremo, corrispondente ai valori massimi di previsione del carico.

FIGURA 63 – CARICO MASSIMO ANNUO A CONSUNTIVO E IN PREVISIONE - SCENARIO SVILUPPO (GW)



Source: Terna

Utali per il Paese



www.terna.it

00156 Roma Viale Egidio Galbani, 70
Tel +39 06 83138111

