

Marzo 2018

Rapporto mensile sul Sistema Elettrico

Marzo 2018

Rapporto mensile sul Sistema Elettrico

Rapporto mensile sul Sistema Elettrico

01 Focus del mese

pag. 5

Il Focus di questo mese fornisce una sintesi del Documento di Descrizione degli Scenari (pubblicato da Terna lo scorso gennaio) che sono alla base dell'elaborazione del Piano di Sviluppo della rete di trasmissione. Per la domanda elettrica in Italia Terna ha individuato altri due scenari, o sensitivity (cd. Scenario Base e scenario Sviluppo) basati su una nuova metodologia che valuta tra l'altro l'impatto delle politiche energetiche sui diversi settori di consumo.

02 Bilanci

pag. 19

Nel mese di marzo 2018 l'energia elettrica richiesta in Italia (27,7 miliardi di kWh) ha fatto registrare un incremento pari al 4,2% rispetto ai volumi di marzo dell'anno scorso. Per quanto al dato congiunturale, il valore destagionalizzato dell'energia elettrica richiesta a marzo 2018 ha fatto registrare una variazione positiva pari a +0,3% rispetto a febbraio. Il trend continua su un andamento crescente. Nel mese di marzo 2018, infine, l'energia elettrica richiesta in Italia è stata coperta per l'83,6% da produzione nazionale al netto dei pompaggi (+6,5% della produzione netta rispetto a marzo 2018) e per la quota restante da importazioni (saldo estero -4,3% rispetto a marzo 2017).



03 Sistema Elettrico

pag. 25

Nel 2018 la produzione totale netta (68.694GWh) ha soddisfatto per +84% della richiesta di energia elettrica nazionale (81.526GWh). Con riferimento alla produzione mensile da Fonti Energetiche Rinnovabili si registra un aumento della produzione eolica (+24,5%) e della produzione idrica (+22,0%) e una flessione della produzione fotovoltaica (-27,1%) rispetto all'anno precedente.



04 Mercato Elettrico

pag. 29

Il controvalore dei programmi in prelievo sul MGP a marzo è pari a circa €1,5Mld, in crescita del 6% rispetto al mese precedente e del 34% rispetto a marzo 2017.

A marzo il differenziale tra prezzi a salire e scendere in MSD è pari a €96,5/MWh sostanzialmente in linea con il mese precedente, mentre ha registrato una riduzione rispetto a marzo 2017 del 38%. I volumi complessivi sono in aumento rispetto al mese precedente (+18%).

A marzo il differenziale tra prezzi a salire e scendere in MB è pari a €112,6/MWh, in aumento rispetto al mese precedente (€106,5/MWh; 6%) e in riduzione rispetto a marzo 2017 (€129,9/MWh; -13%). I volumi complessivi sono in aumento rispetto al mese precedente (+13%).



05 Regolazione

pag. 37

Per questo mese si presenta una selezione delle deliberazioni dell'AEEGSI di maggiore interesse per le attività di dispacciamento e trasmissione.

Rapporto mensile sul Sistema Elettrico

Sintesi Documento Descrizione degli Scenari 2018

Executive Summary

Ai sensi dell'articolo 7 comma 1 della Delibera 627/2016/R/EEL dell'Autorità di regolazione per Energia reti e Ambiente (di seguito: ARERA), Terna pubblica con cadenza almeno biennale, entro il 30 settembre, il *Documento di Descrizione degli Scenari* (di seguito: DDS) utilizzati per l'elaborazione del Piano di Sviluppo della rete di trasmissione (di seguito: 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, è stata 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 (di seguito: 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 (di seguito: 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.

Per la domanda elettrica in Italia Terna ha individuato altri due scenari, o *sensitivity* (cd. *Scenario Base e scenario Sviluppo*) basati su una nuova metodologia che valuta tra l'altro l'impatto delle politiche energetiche sui diversi settori di consumo.

Scenari europei

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 (nel seguito: ENTSO-E) e European Network of Transmission System Operators for Gas (nel seguito: 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 gas e consentire una valutazione delle future decisioni di investimento in Europa basata su analisi confrontabili nei suddetti settori.

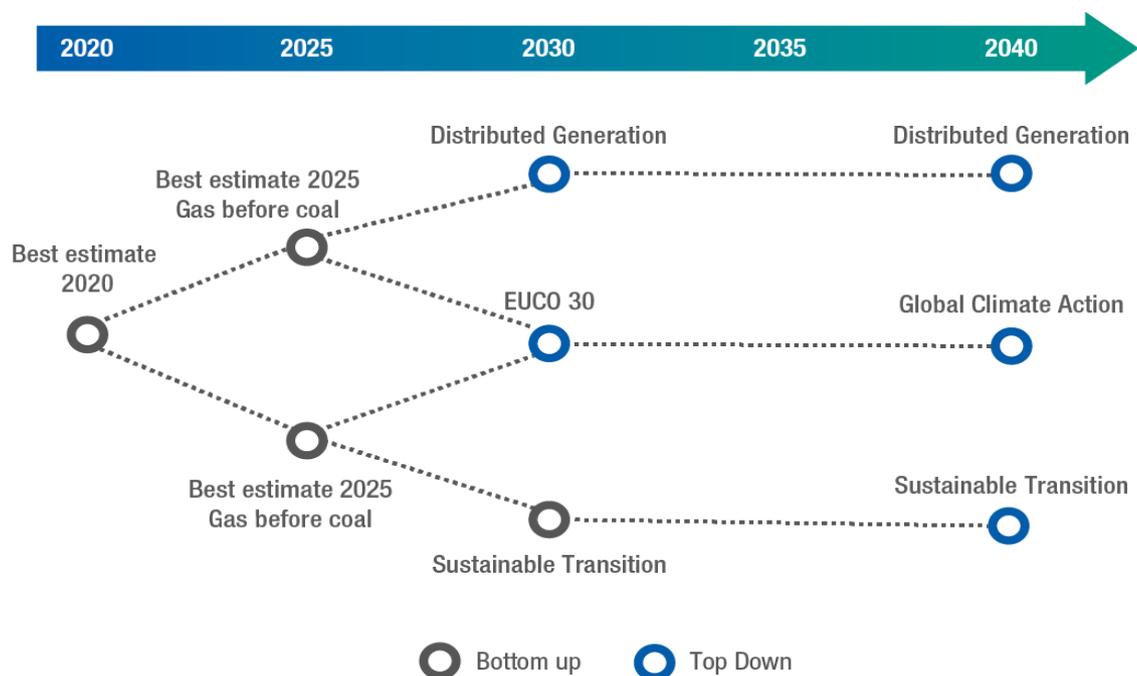
Per la prima volta si è avviata una collaborazione con l'intento di sviluppare un set coerente e condiviso di scenari energetici, combinando e modellizzando gli input ricevuti da TSO, stakeholder, ONG e Autorità di Regolazione Nazionali. Tale attività è stata oggetto nel corso del 2016 e del 2017 di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

In figura 1 si rappresenta percorso temporale degli scenari definiti in ambito ENTSO-E. 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 2030 lo scenario GCA è stato sostituito da una storyline complementare (EUCO 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%.

Fig.1: PERCORSO TEMPORALE DEGLI SCENARI ENTSO-E



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

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

- **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.

Nella tabella 1 di seguito riportata, sono riepilogate le assunzioni alla base degli scenari ENTSO-E raggruppate nelle tre macro categorie suddette.

Tab.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

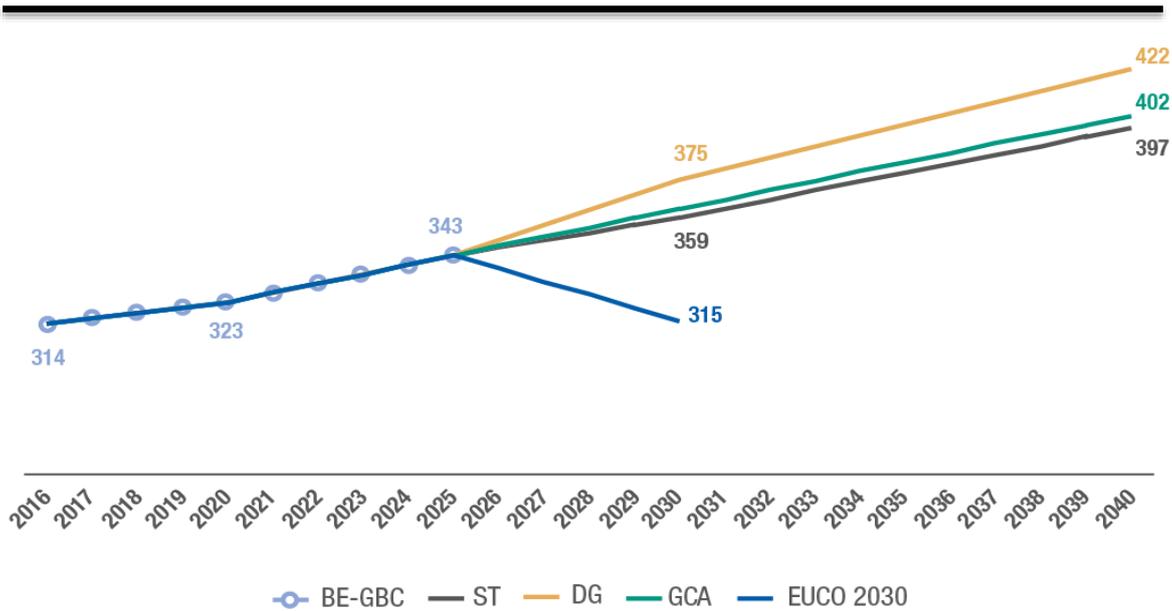
Fonte: Elaborazioni Terna da TYNDP 2018 – Scenario Report -ENTSO

Gli scenari elaborati da ENTSO-E presi a riferimento per le analisi costi benefici del piano di Sviluppo sono gli scenari Sustainable Transition (ST) e Distributed Generation (DG).

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 (vedi figura 2) 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 (vedi figura 2) con un CAGR 2016-2030 di 1,3%.

Fig.2: PREVISIONE DOMANDA DI ELETTRICITÀ – ITALIA [TWh]

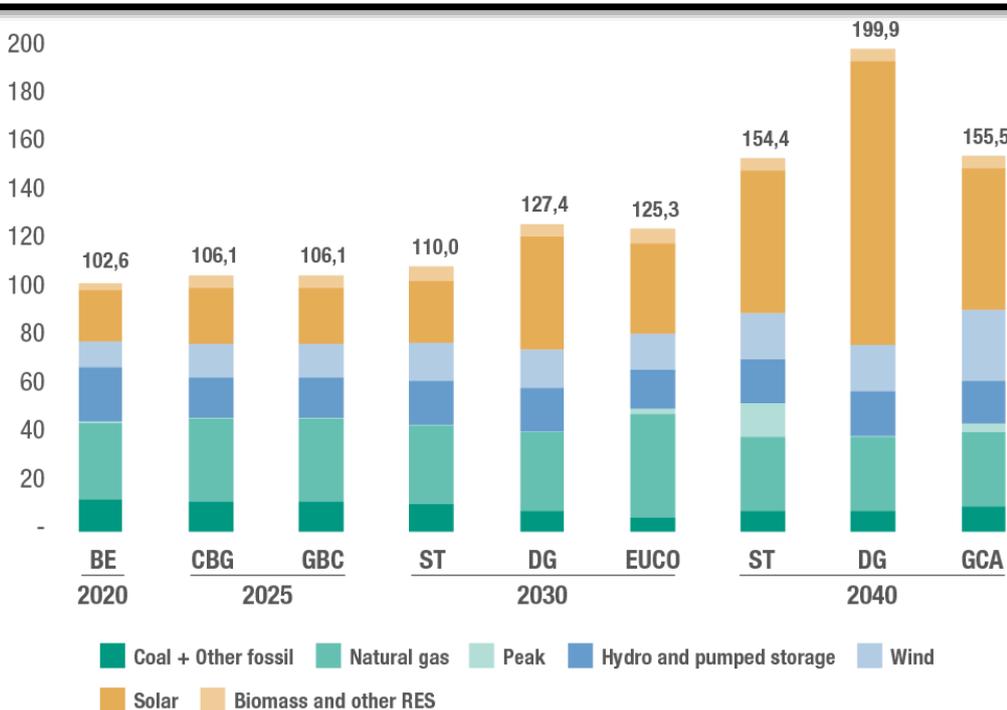


Fonte: TYNDP 2018 – Scenario Report – ENTSO

A livello europeo, 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.

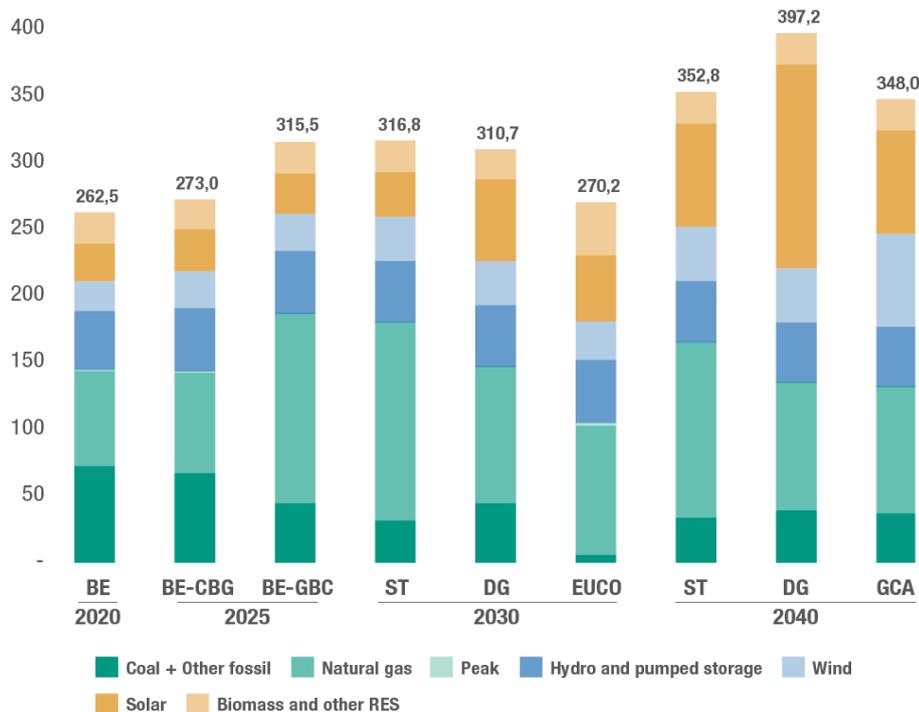
Anche a livello nazionale (figure 3 e 4) tutti gli scenari di riferimento evidenziano una riduzione del carbone e il contestuale aumento della capacità installata delle fonti eolico e solare in particolare nello scenario DG.

Fig.3: CAPACITÀ INSTALLATA IN ITALIA [GW]



Fonte: TYNDP 2018 – Scenario Report – ENTSO

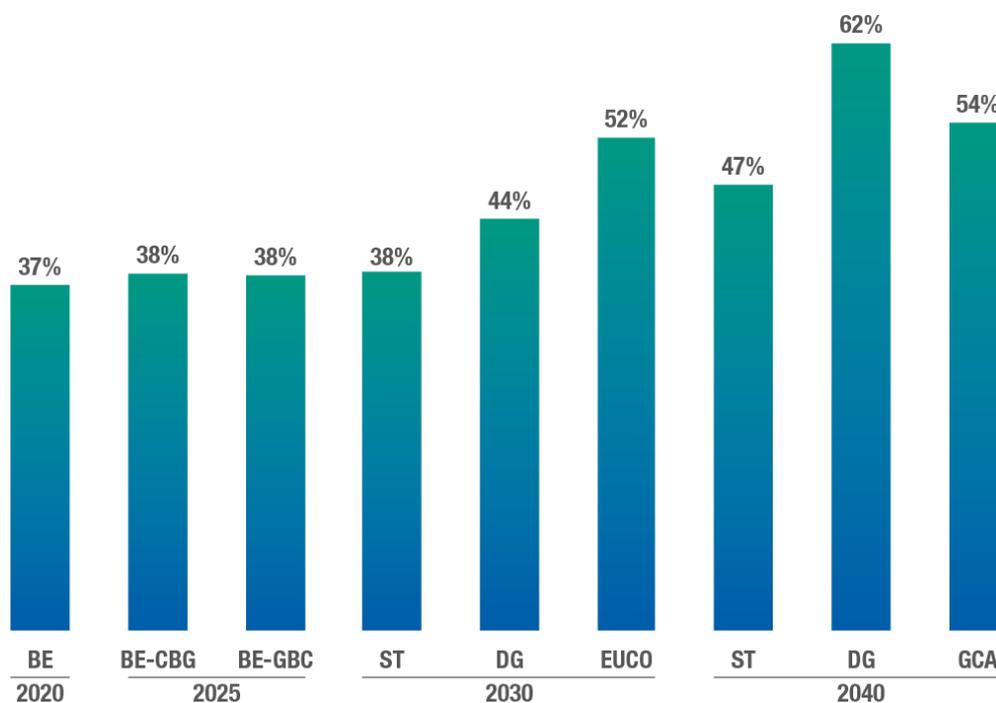
Fig.4: MIX DI GENERAZIONE IN ITALIA [TWh]



Fonte: TYNDP 2018 – Scenario Report – ENTSO

Dal grafico riportato di seguito in figura 5, l'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%).

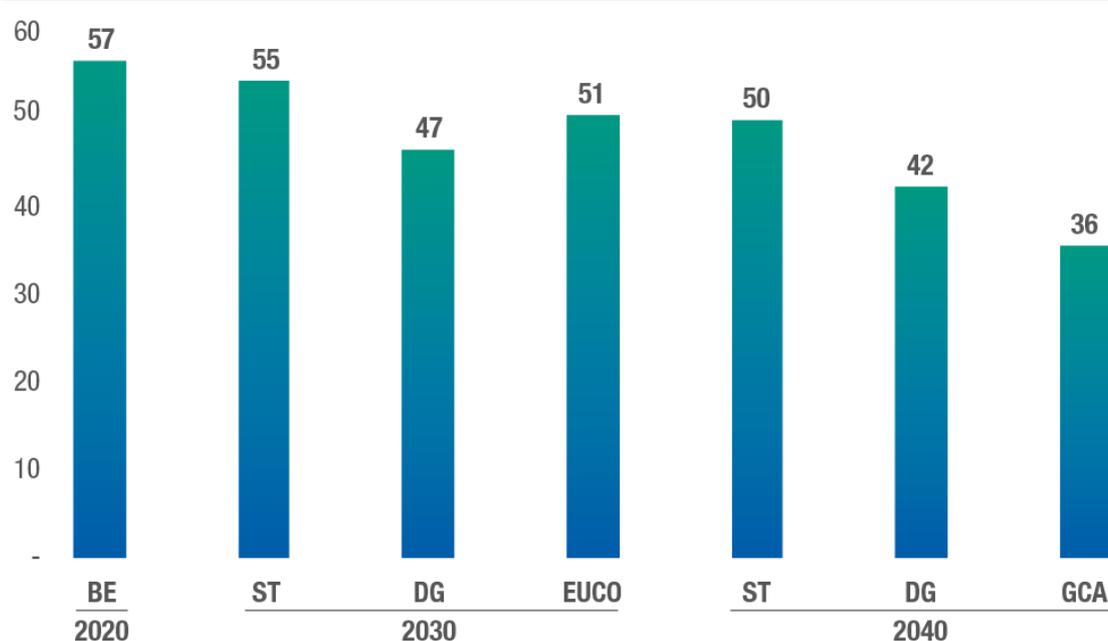
Fig.5: PERCENTUALE DI CONSUMO COPERTA DA FER - ITALIA [%]



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, la cui diminuzione risulta per tutti gli scenari superiore al 4% al 2030 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.

Fig.6: RIDUZIONE EMISSIONI CO₂ IN ITALIA - [Mton]



Fonte: TYNDP 2018 – Scenario Report – ENTSO

La Strategia Energetica Nazionale

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 Europea 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) contribuendo in particolare all'obiettivo della decarbonizzazione dell'economia e della lotta ai cambiamenti climatici.

In particolare, gli obiettivi della SEN mirano a 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.

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

- *Lo sviluppo delle rinnovabili*: 28% di consumi da FER sul consumo energetico complessivo rispetto al 17,5% consuntivato nel 2015;
- *L'efficienza energetica*: riduzione di consumi di energia finale da politiche attive pari a circa 10 MTep rispetto ad uno scenario inerziale e con orizzonte 2030;
- *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;
- *Competitività dei Mercati Energetici*: l'obiettivo è di ridurre entro il 2030 di 13,5 MTep i consumi primari di prodotti petroliferi rispetto al 2015 e riduzione del gap dei prezzi finali dell'energia elettrica rispetto a quelli europei;
- *L'accelerazione nella decarbonizzazione del sistema (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;
- *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.

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)* 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 energetica
- 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 2016;
- 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.

Nel seguito si riportano i principali indicatori di sintesi che emergono dallo scenario SEN, raffrontati con quelli dello scenario BASE. Dalla tabella 2, 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.

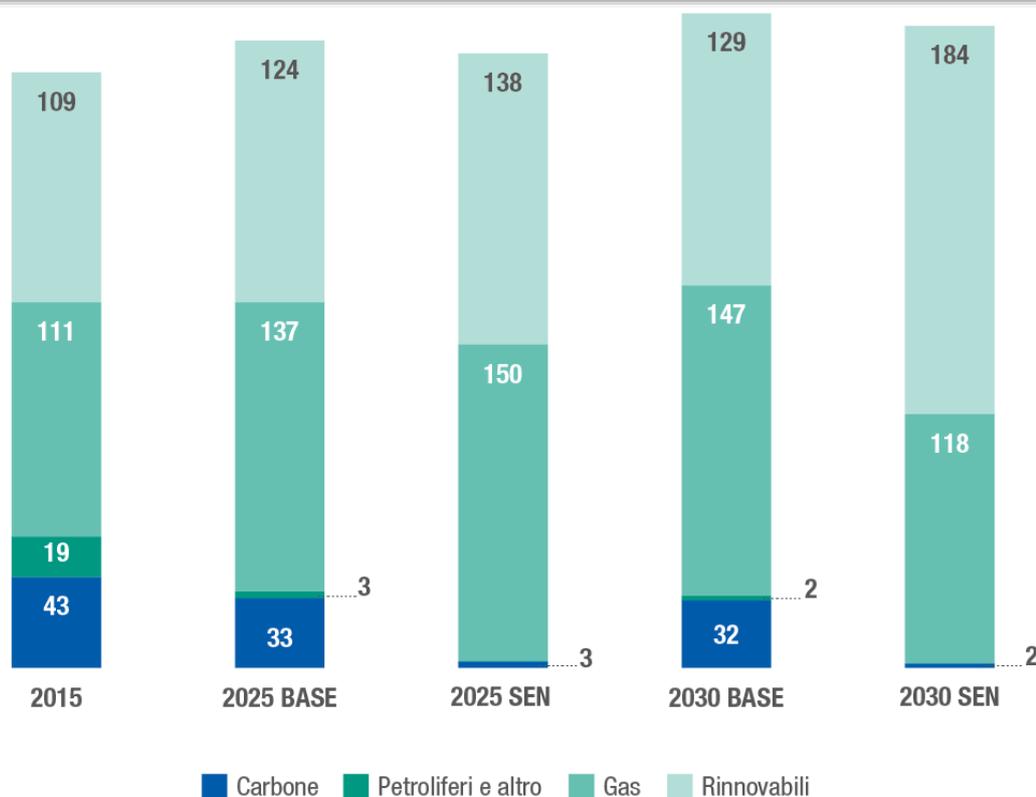
Tab.2: PRINCIPALI RISULTATI DI SCENARIO

	2005	2010	Scen BASE		Scen SEN
			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 Fisso/Reffr	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

Il settore della generazione elettrica (v. figura 7) 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.

Fig.7: SCENARIO SEN VS BASE: PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FER [TWh]

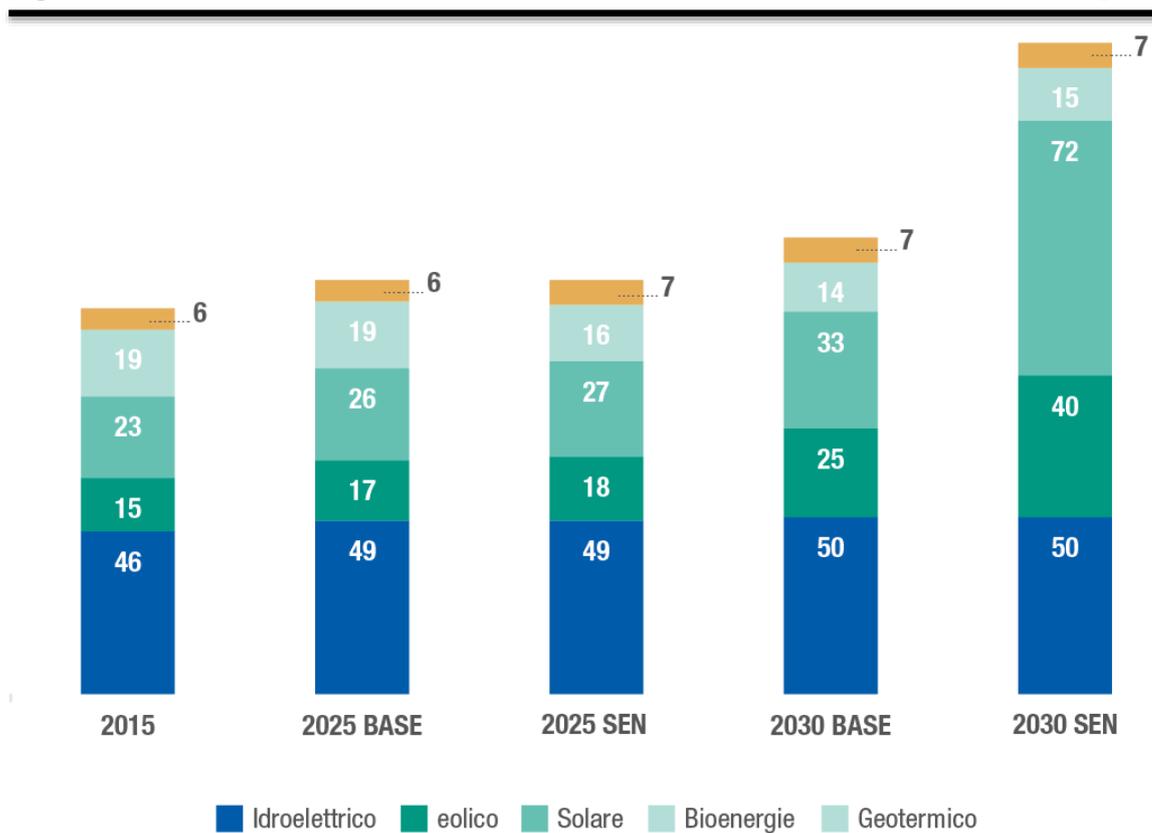


Fonte: SEN 2017

In particolare si evidenzia lo sviluppo di eolico e fotovoltaico, che arriverebbero a circa il 60% della generazione da FER, come mostrato in figura 8.

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.

Fig.8: SCENARIO SEN VS BASE: PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA PER FONTE [TWh]



Fonte: SEN 2017

Sensitivity Analysis

Partendo dagli scenari precedentemente esposti di ENTSO-E e SEN, variando una serie di input di tipo macro e microeconomico, Terna ha effettuato una sensitivity analysis, con l'utilizzo di un modello proprietario. In particolare, nella definizione delle sensitivity, sono state individuate due alternative contrastanti descritte nel seguito: Terna Base e Terna Sviluppo.

Il modello di simulazione stima il consumo elettrico ed energetico dei quattro macro-settori dell'economia nazionale (industria, 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.

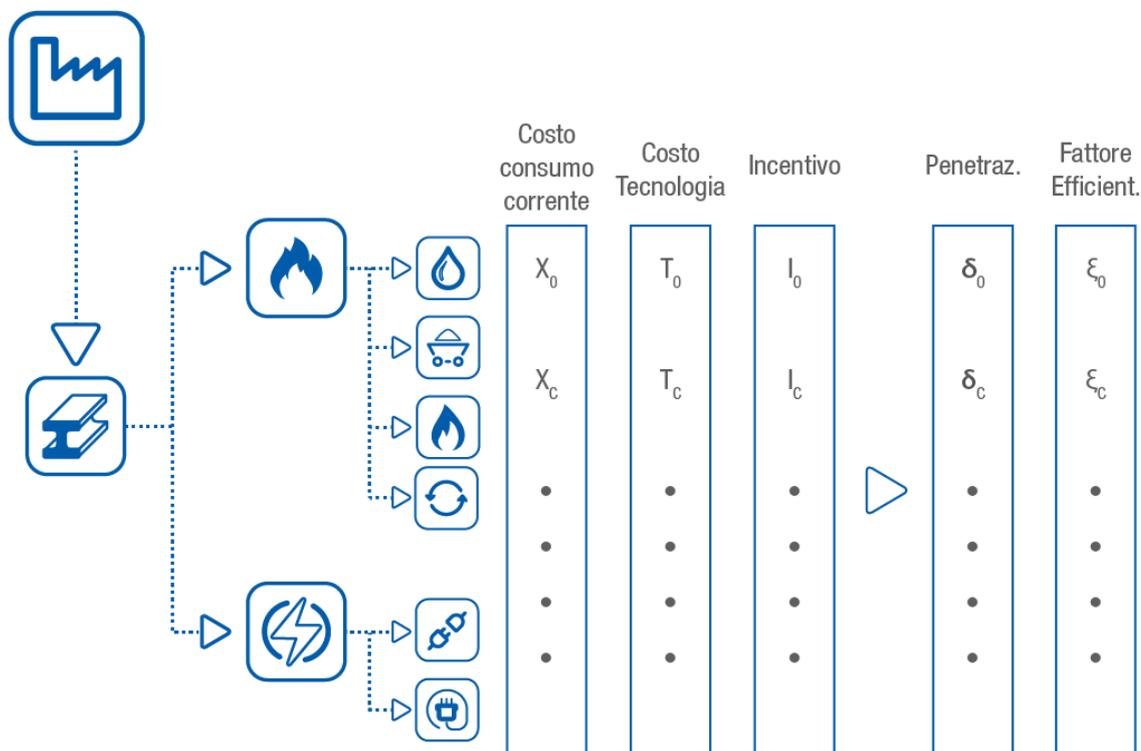
La costruzione degli scenari, infatti, integra valutazioni puntuali sull'economicità delle diverse tecnologie di consumo, differenziate per costo, vettore energetico e grado di efficienza, nei diversi settori considerati. Questa funzionalità consente di valutare l'impatto della diffusione di una specifica 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 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 fonti. 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.

Fig.9: LOGICA DI FUNZIONAMENTO BASE DEL MODELLO – SETTORE SIDERURGICO



Fonte: Terna

Nella seguente tabella 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.

Tab.3: ESEMPIO DI 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

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%). 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.

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 2021-2040. Il peso del VA del settore industria sul PIL è previsto in aumento passando dal 22,9% al 2020 al 23,6% 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 63,2%. 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 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. 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.

Tab.4: 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

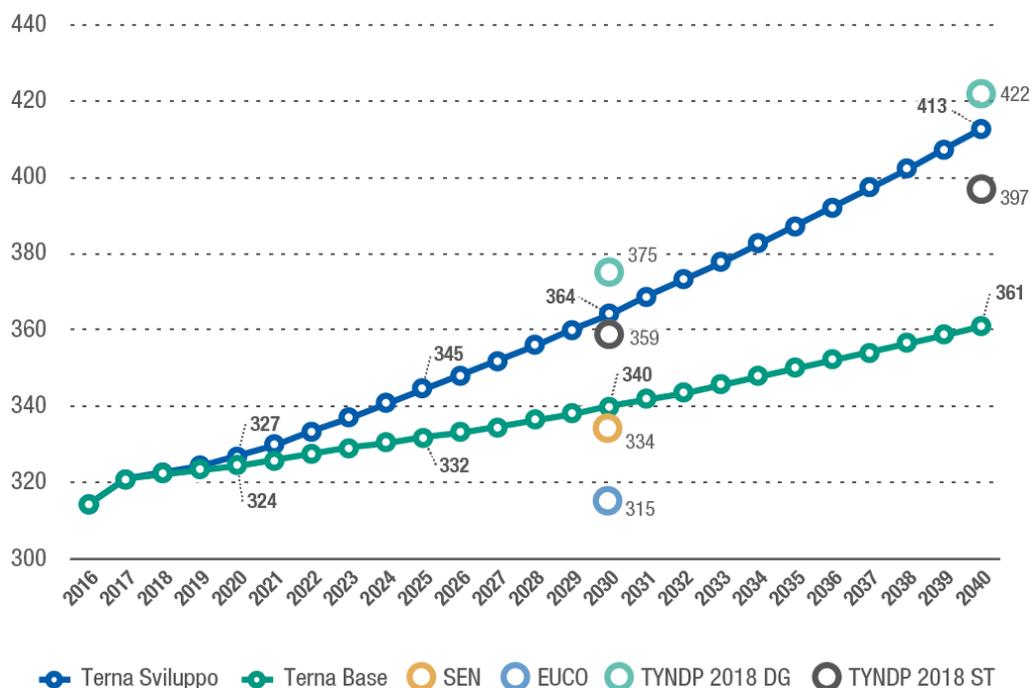
Tab.5: CONFRONTO DEI PREZZI COMBUSTIBILI USATI

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

Fonte: Terna

Sulla base di queste assunzioni, si riportano nel seguito i risultati delle due sensitivity di contrasto della domanda di energia elettrica elaborati da Terna (Base e Sviluppo) nonché degli scenari presi a riferimento nell'analisi di benchmark con orizzonte temporale al 2040.

Fig.10: TREND DELLA DOMANDA ELETTRICA [TWh]



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).

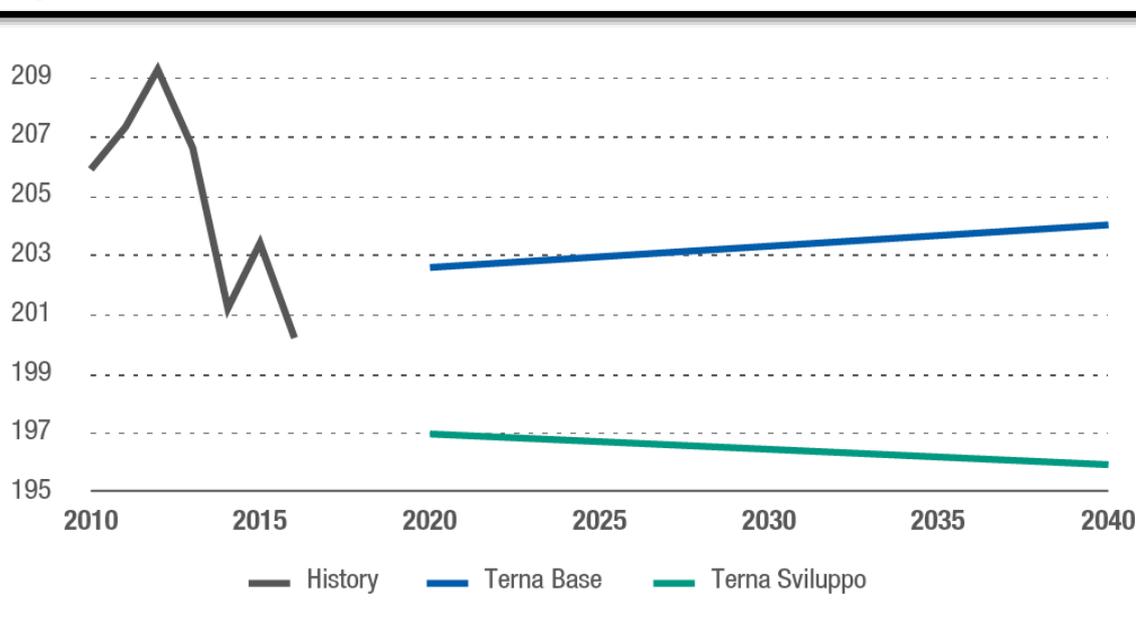
Nella **sensitivity Terna Base**, per l'orizzonte di breve termine 2016-2020, si ipotizza un tasso di crescita di +0,8% della domanda che nel 2020 raggiunge il livello di c.a. 324 TWh; mentre nel periodo 2021-2040, si prevede un tasso di crescita più contenuto di +0,6% per anno con una domanda elettrica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

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".

In figura 11 sono riportati gli andamenti dell'intensità elettrica in termini assoluti.

Fig.11: ANDAMENTO STORICO E PREVISIONALE DELL'IE (kWh/k€)



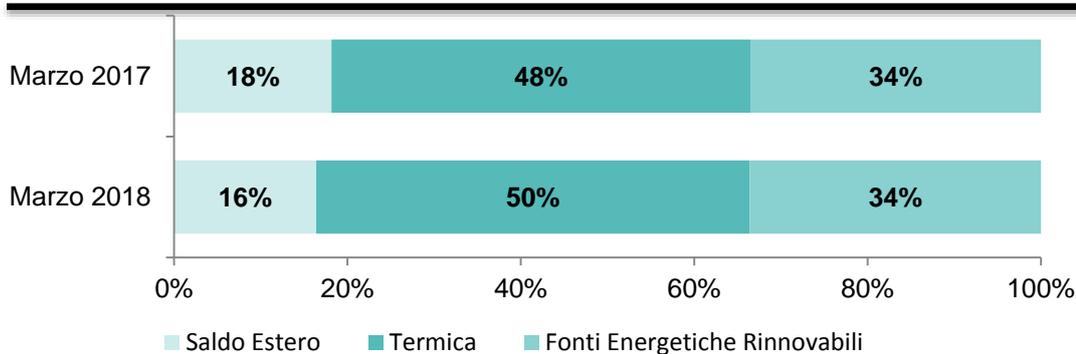
Fonte: ISTAT Contabilità Nazionale

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

Sintesi mensile

Nel mese di marzo 2018, la richiesta di energia elettrica è stata di 27.711GWh, in aumento rispetto allo stesso mese dell'anno precedente (+4,2%). In particolare si registra un aumento della produzione da fonti energetiche rinnovabili (+4,4%), della produzione termoelettrica (+6,9%), e una flessione del saldo estero (-4,3%) rispetto allo stesso mese dell'anno precedente.

Composizione Fabbisogno



Nel mese di marzo l'energia richiesta sulla rete è in aumento +4,2% rispetto allo stesso mese del 2017.

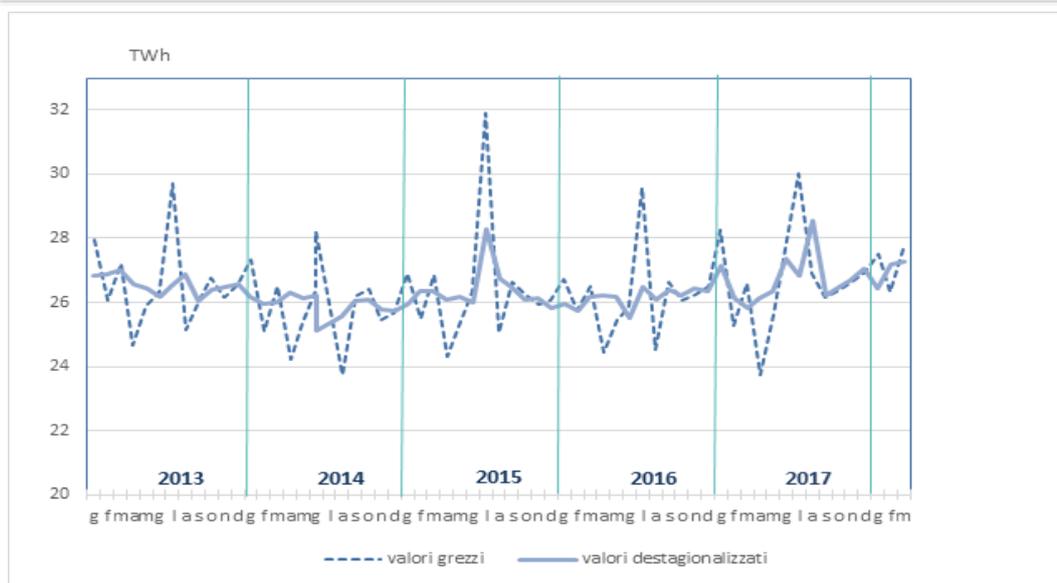
Fonte: Terna

Analisi congiunturale

Nel mese di marzo 2018 l'energia elettrica richiesta in Italia (27,7 miliardi di kWh) ha fatto registrare un incremento pari al 4,2% rispetto ai volumi di marzo dell'anno scorso. Il risultato deriva da un giorno lavorativo in meno rispetto a marzo 2017 ma da una temperatura media mensile inferiore di circa due gradi rispetto a marzo 2017. Nei primi tre mesi del 2018, la richiesta risulta variata di un +1,8% rispetto al 2017; in termini decalendarizzati la variazione non cambia. A livello territoriale, la variazione tendenziale di marzo 2018 è risultata ovunque positiva: al Nord +4,3%, al Centro +4,6% e al Sud +3,8%.

Per quanto al dato congiunturale, il valore destagionalizzato dell'energia elettrica richiesta a marzo 2018 ha fatto registrare una variazione positiva pari a +0,3% rispetto a febbraio. Anche il primo trimestre del 2018 risulta in crescita dello 0,8% rispetto all'ultimo trimestre 2017. Il trend continua su un andamento crescente. Nel mese di marzo 2018, infine, l'energia elettrica richiesta in Italia è stata coperta per l'83,6% da produzione nazionale al netto dei pompaggi (+6,5% della produzione netta rispetto a marzo 2018) e per la quota restante da importazioni (saldo estero -4,3% rispetto a marzo 2017).

Analisi congiunturale domanda energia elettrica



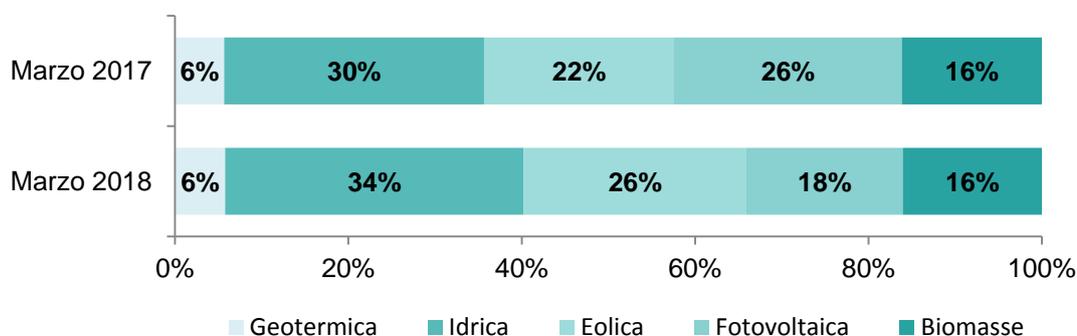
Il valore destagionalizzato dell'energia elettrica richiesta a marzo 2018 ha fatto registrare una variazione positiva pari a +0,3% rispetto a febbraio

Fonte: Terna

Dettaglio FER

Con riferimento alla produzione mensile da Fonti Energetiche Rinnovabili si registra un aumento della produzione eolica (+24,5%) e della produzione idrica (+22,0%) e una flessione della produzione fotovoltaica (-27,1%) rispetto all'anno precedente.

Dettaglio Fonti Energetiche Rinnovabili



A marzo del 2018 la composizione di dettaglio della produzione da fonti energetiche rinnovabili fa registrare una variazione percentuale in aumento mom (+30,1%).

Fonte: Terna

Bilancio Energetico

Nel 2018 il valore cumulato della richiesta di energia elettrica (81.526GWh) risulta in aumento (+1,8%) rispetto al 2017.

A marzo 2018 la produzione nazionale netta pari a 23.448GWh è composta per il 40% da fonti energetiche rinnovabili (9.330GWh) ed il restante 60% da fonte termica.

Bilancio Energia

[GWh]	Marzo 2018	Marzo 2017	%18/17	Gen-Mar 18	Gen-Mar17	%18/17
Idrica	3.231	2.648	22,0%	8.584	7.701	11,5%
Termica	15.623	14.618	6,9%	48.817	52.557	-7,1%
<i>di cui Biomasse</i>	1.505	1.527	-1,4%	4.411	4.443	-0,7%
Geotermica	492	501	-1,8%	1.433	1.459	-1,8%
Eolica	2.409	1.935	24,5%	6.089	5.268	15,6%
Fotovoltaica	1.693	2.322	-27,1%	3.771	4.596	-18,0%
Totale produzione netta	23.448	22.024	6,5%	68.694	71.581	-4,0%
Importazione	4.726	5.155	-8,3%	14.235	10.796	31,9%
Esportazione	177	404	-56,2%	702	1.590	-55,8%
Saldo estero	4.549	4.751	-4,3%	13.533	9.206	47,0%
Pompaggi	286	190	50,5%	701	666	5,3%
Richiesta di Energia elettrica ⁽¹⁾	27.711	26.585	4,2%	81.526	80.121	1,8%

Nel 2018, si registra una variazione dell'export (-55,8%) rispetto all'anno precedente. A marzo 2018 si registra un aumento della produzione da fonte termica (+6,9%), della produzione eolica (+24,5%) della produzione idroelettrica (+22,0%) e un riduzione della produzione fotovoltaica (-27,1%) rispetto all'anno precedente.

(1) Richiesta di Energia Elettrica = Produzione + Saldo Estero - Consumo Pompaggio.

Fonte: Terna

Bilanci Energetici Mensili

Nel 2018 la produzione totale netta (68.694GWh) ha soddisfatto per +84% della richiesta di energia elettrica nazionale (81.526GWh).

Bilancio Mensile dell'Energia Elettrica in Italia 2018

[GWh]	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic	Totale
Idrica	2.747	2.606	3.231										8.584
Termica	16.907	16.287	15.623										48.817
Geotermica	495	446	492										1.433
Eolica	1.972	1.708	2.409										6.089
Fotovoltaica	1.026	1.052	1.693										3.771
Produzione Totale Netta	23.147	22.099	23.448										68.694
Import	4.899	4610	4.726										14.235
Export	326	199	177										702
Saldo Estero	4.573	4.411	4.549										13.533
Pompaggi	223	192	286										701
Richiesta di Energia elettrica (1)	27.497	26.318	27.711										81.526

A marzo la produzione totale netta risulta in aumento (+6,5%) rispetto al 2017.

Nel 2018 la massima richiesta di energia elettrica è stata nelle mese di Marzo con 27.711GWh.

(1) Richiesta di Energia Elettrica = Produzione + Saldo Estero – Consumo Pompaggio.

Fonte: Terna

Si riporta nel seguito l'evoluzione del bilancio mensile relativo al 2017.

Bilancio Mensile dell'Energia Elettrica in Italia 2017

[GWh]	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic	Totale
Idrica	2.804	2.249	2.648	2.759	3.896	4.718	4.434	3.860	3.485	2.226	2.101	2.350	37.530
Termica	21.089	16.850	14.618	13.803	14.186	16.333	17.292	16.079	15.243	17.081	19.032	17.894	199.500
Geotermica	504	454	501	479	488	473	492	478	462	480	476	498	5.785
Eolica	1.797	1.536	1.935	1.369	1.251	915	1.255	1.079	1.353	1.265	1.509	2.228	17.492
Fotovoltaica	1.081	1.193	2.322	2.492	2.816	2.845	3.023	2.920	2.195	1.918	1.074	932	24.811
Produzione Totale Netta	27.275	22.282	22.024	20.902	22.637	25.284	26.496	24.416	22.738	22.970	24.192	23.902	285.118
Import	2.073	3.568	5.155	3.613	3.701	3.290	4.161	3.012	3.887	3.782	2.991	3.662	42.895
Export	803	383	404	537	498	461	508	372	347	203	308	310	5.134
Saldo Estero	1.270	3.185	4.751	3.076	3.203	2.829	3.653	2.640	3.540	3.579	2.683	3.352	37.761
Pompaggi	265	211	190	248	204	172	130	144	140	172	250	315	2.441
Richiesta di Energia elettrica (1)	28.280	25.256	26.585	23.730	25.636	27.941	30.019	26.912	26.138	26.377	26.625	26.939	320.438

Nel 2017, il mese con la massima richiesta di energia elettrica è stato Luglio con 30.019GWh.

(1) Richiesta di Energia Elettrica = Produzione + Saldo Estero – Consumo Pompaggio.

Fonte: Terna

Fabbisogno suddiviso per Aree Territoriali

Nel mese di marzo 2018 si evidenzia un fabbisogno in aumento in zona Nord (To-Mi-Ve), al Centro (Rm-Fi), al Sud (Na) e sulle Isole (Ca-Pa) rispetto al corrispondente periodo dell'anno precedente.

Fabbisogno suddiviso per Aree Territoriali

[GWh]	Torino	Milano	Venezia	Firenze	Roma	Napoli	Palermo	Cagliari
Marzo 2018	2.840	6.167	4.291	4.343	3.874	3.903	1.550	743
Marzo 2017	2.742	5.990	4.104	4.075	3.669	3.753	1.526	726
% Marzo 18/17	3,6%	3,0%	4,6%	6,6%	5,6%	4,0%	1,6%	2,3%
Progressivo 2018	8.402	18.081	12.426	12.750	11.176	11.698	4.716	2.277
Progressivo 2017	8.303	17.664	12.217	12.259	11.096	11.652	4.734	2.196
% Progressivo 18/17	1,2%	2,4%	1,7%	4,0%	0,7%	0,4%	-0,4%	3,7%

Nel 2018 la variazione percentuale yoy del fabbisogno è pari al +1,9% in zona Nord, al +2,4% al Centro, +0,4% al Sud e +0,9% nelle Isole.

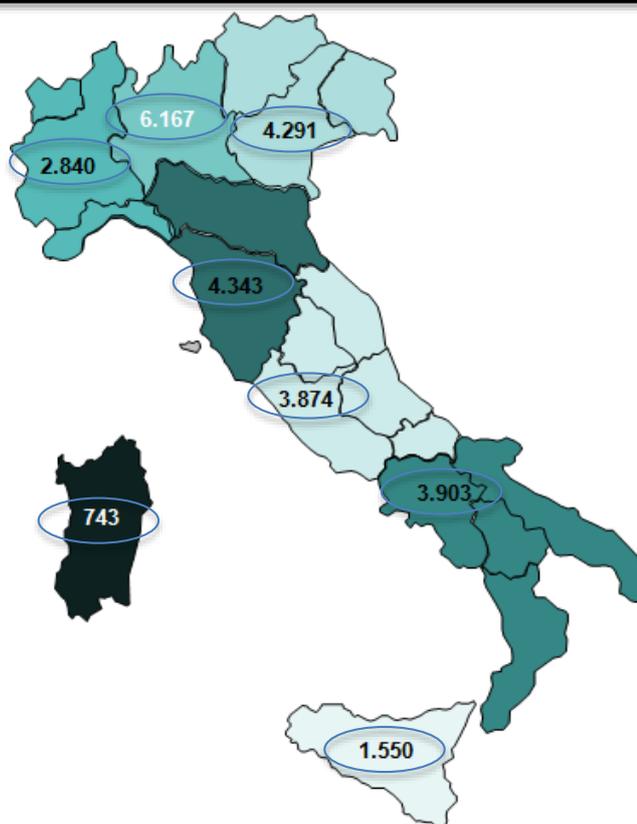
Fonte: Terna

Fabbisogno suddiviso per Aree Territoriali – Rappresentazione territoriale

[GWh]

Le regioni sono accorpate in cluster in base a logiche di produzione e consumo:

- TORINO: Piemonte - Liguria - Valle d'Aosta
- MILANO: Lombardia (*)
- VENEZIA: Friuli Venezia Giulia - Veneto - Trentino Alto Adige
- FIRENZE: Emilia Romagna (*) - Toscana
- ROMA: Lazio - Umbria - Abruzzo - Molise - Marche
- NAPOLI: Campania - Puglia - Basilicata - Calabria
- PALERMO: Sicilia
- CAGLIARI: Sardegna



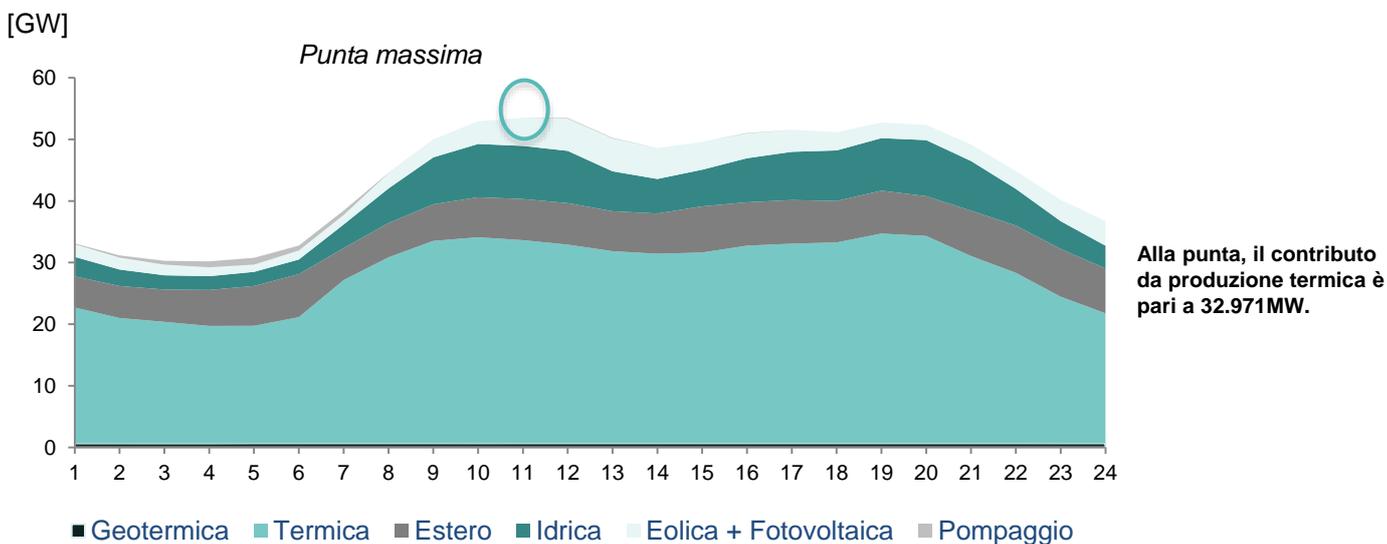
Fonte: Terna

(*) In queste due regioni i confini geografici non corrispondono ai confini elettrici. La regione Lombardia comprende impianti di produzione facenti parte del territorio geografico-amministrativo dell'Emilia Romagna.

Punta in Potenza

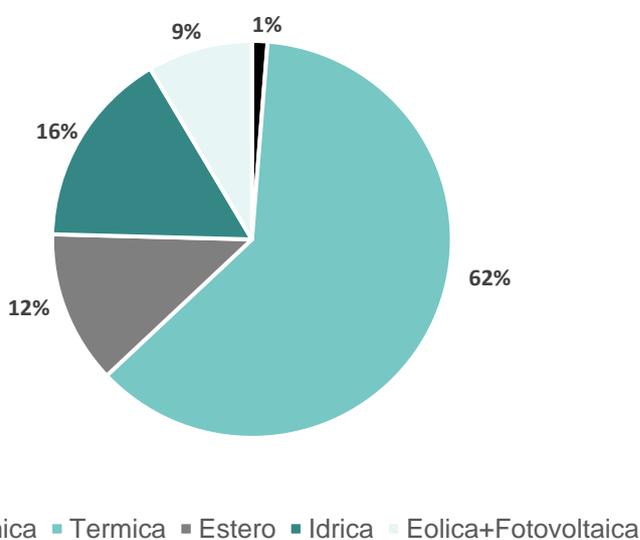
Nel mese di marzo 2018 la punta in potenza è stata registrata il giorno **giovedì 01 alle ore 11** ed è risultato pari a 53.497 MW (+10,0% yoy). Di seguito è riportato il diagramma orario di fabbisogno, relativo al giorno di punta.

Punta in Potenza



Fonte: Terna

Copertura del fabbisogno - 01 marzo 2018 ore 11



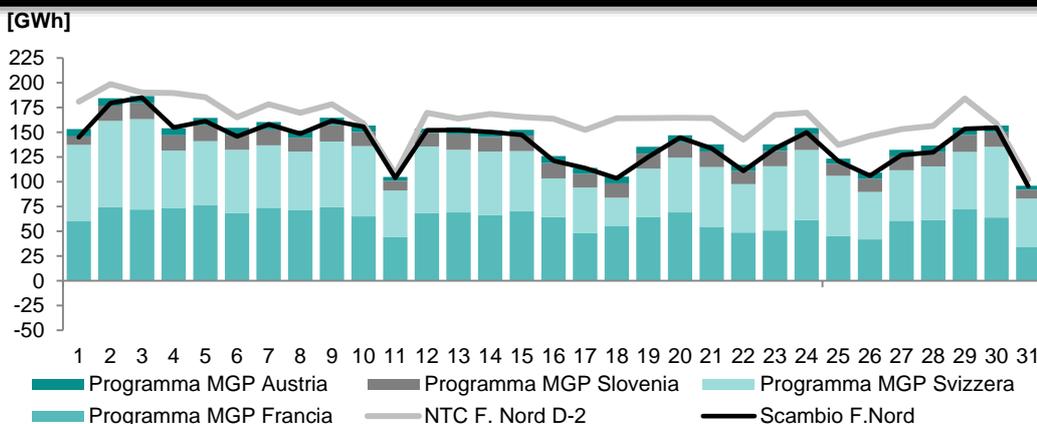
Allegato: Alla punta, la produzione da fonti rinnovabili ha contribuito alla copertura del fabbisogno per il 26%, la produzione termica per il 62% e la restante parte il saldo estero.

Fonte: Terna

Scambio Netto Estero – Marzo 2018

Nel mese di marzo si evidenzia una buona saturazione del valore a programma di NTC (Net Transfer Capacity) calcolata nel D-2 rispetto ai programmi di scambio sulla frontiera Nord.

Saldo Scambio Netto Estero sulla frontiera Nord



Nel mese di marzo 2018 si registra un Import pari a 4.726GWh e un Export pari a 177GWh.

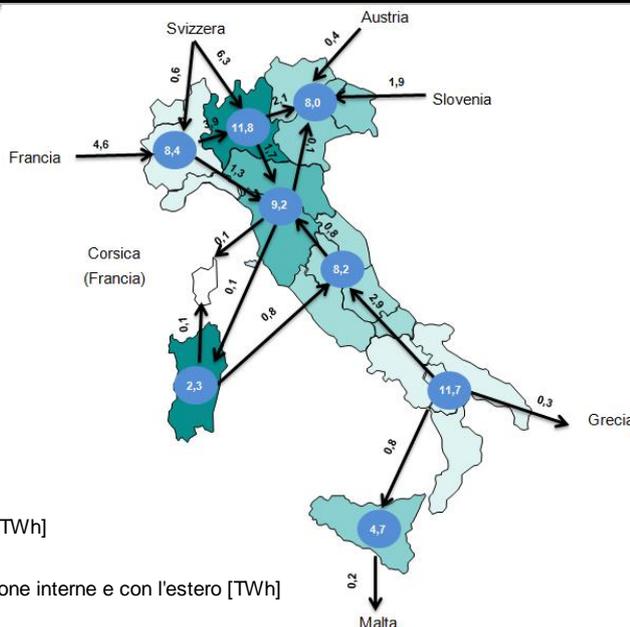
Fonte: Terna

Saldo Movimenti Fisici di Energia – Progressivo Annuo

Il saldo movimenti fisici di energia evidenzia essenzialmente i flussi di energia scambiati tra le varie aree individuate sul sistema elettrico italiano.

Il collegamento a 380kV tra Sicilia e Continente, assicura la gestione in sicurezza del sistema elettrico in Sicilia e in Calabria.

Mappa Saldo Movimenti Fisici di Energia



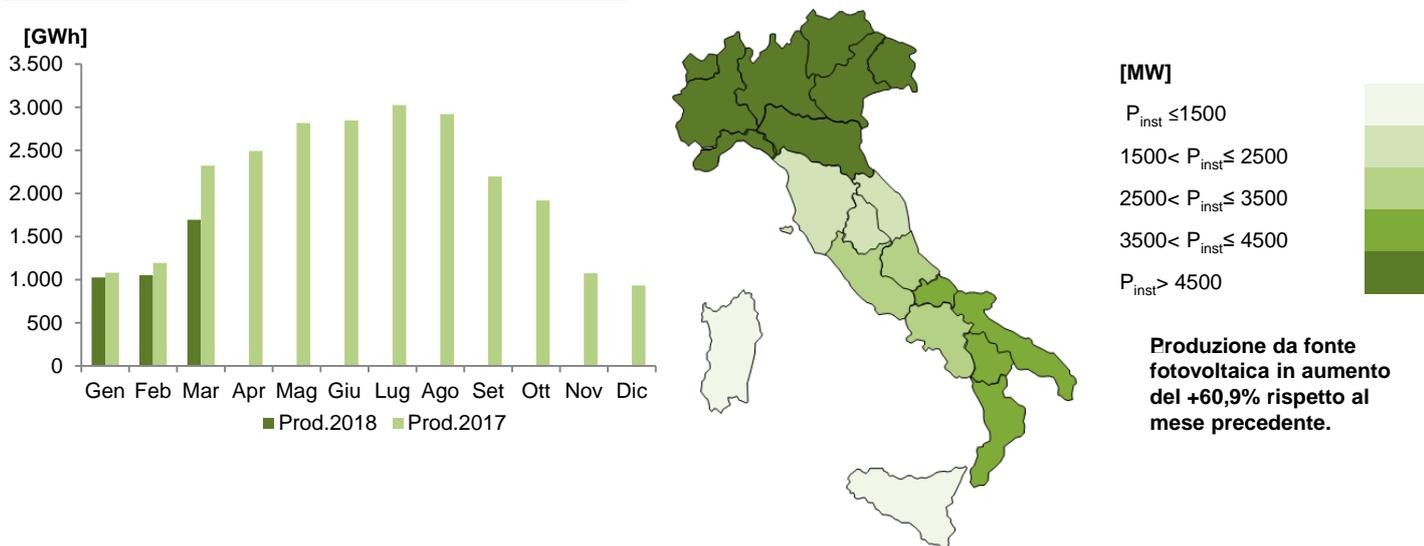
Nel 2018 si registra uno scambio netto dalla zona Nord verso l'Emilia Romagna e Toscana pari a circa 2,9TWh. Il Continente registra uno scambio netto verso la Sicilia pari a 0,8TWh.

Fonte: Terna

Produzione e consistenza installata

□ Energia prodotta da fonte fotovoltaica nel mese di marzo 2018 si attesta a 1.693GWh in aumento rispetto al mese precedente di 641GWh. Il dato progressivo annuo è in riduzione rispetto all'anno precedente (-18,0%).

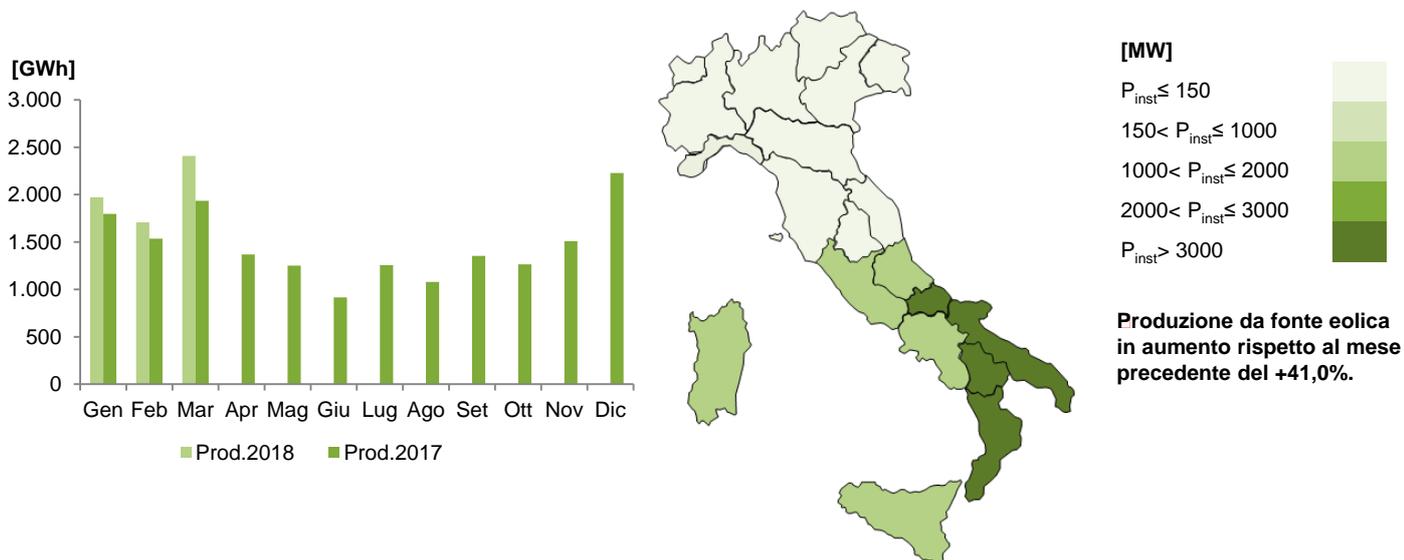
Produzione Fotovoltaica e Consistenza



Fonte: Terna

□ Energia prodotta da fonte eolica nel mese di marzo 2018 si attesta a 2.409GWh in aumento rispetto al mese precedente di 701GWh. Il dato progressivo annuo è in aumento rispetto all'anno precedente (+15,6%).

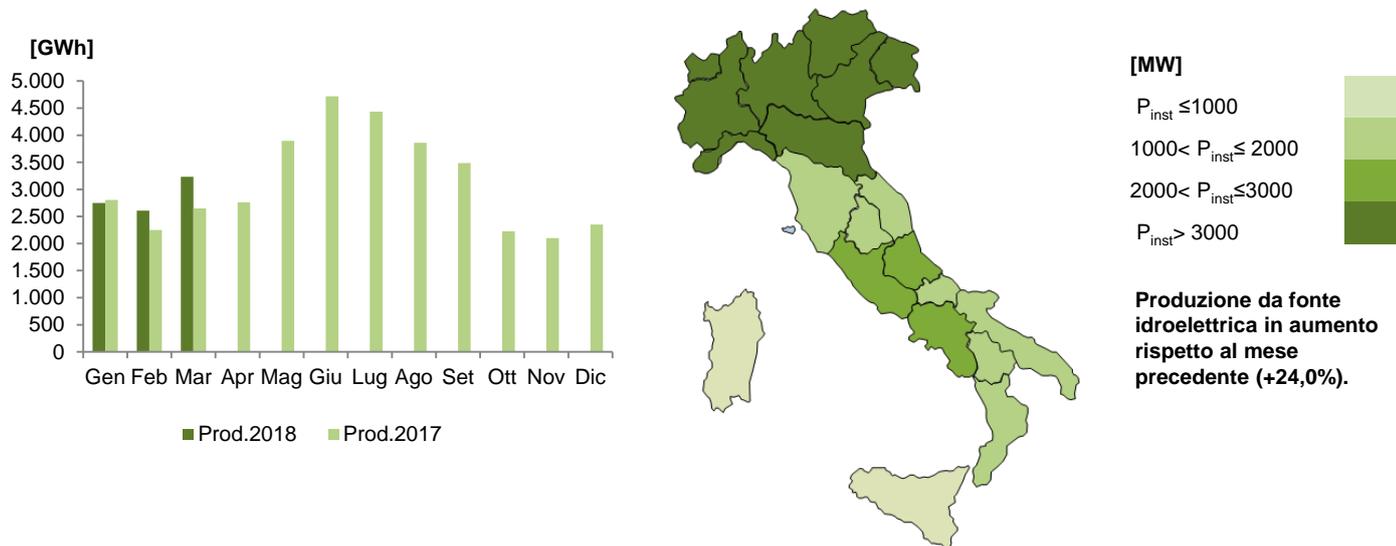
Produzione Eolica e Consistenza



Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte idroelettrica (impianti a bacino, serbatoio e acqua fluente) nel mese di marzo 2018 si attesta a 3.231GWh in aumento rispetto al mese precedente di 625GWh. Il dato progressivo annuo è in aumento (+11,5%) rispetto all'anno precedente.

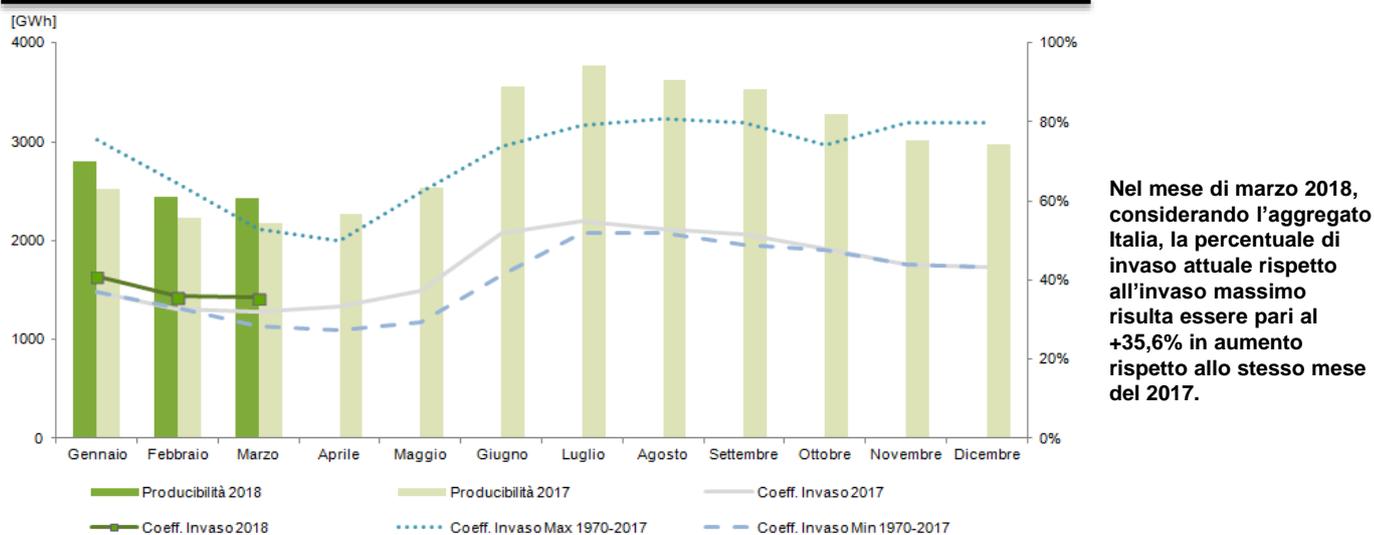
Produzione Idroelettrica e Consistenza



Fonte: Terna

La producibilità idroelettrica nel mese di marzo è in riduzione rispetto al mese precedente.

Producibilità Idroelettrica e Percentuale di Invaso



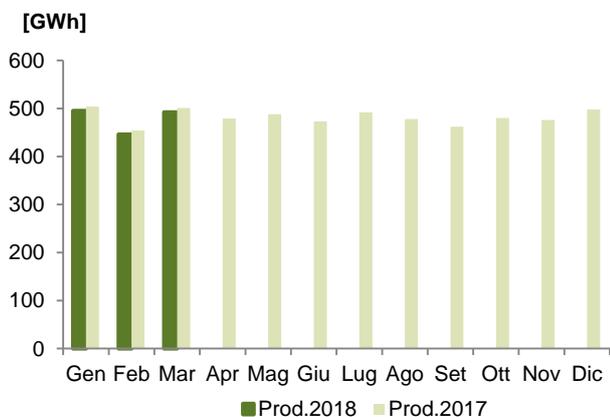
Nel mese di marzo 2018, considerando l'aggregato Italia, la percentuale di invaso attuale rispetto all'invaso massimo risulta essere pari al +35,6% in aumento rispetto allo stesso mese del 2017.

	Invasi dei serbatoi	NORD	CENTRO SUD	ISOLE	TOTALE
2018	[GWh]	945	1.217	270	2.432
	% (Invaso / Invaso Massimo)	20,3%	67,1%	70,9%	35,6%
2017	[GWh]	1.052	837	290	2.178
	% (Invaso / Invaso Massimo)	22,6%	46,1%	76,0%	31,9%

Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte geotermica nel mese di marzo 2018 si attesta a 492GWh in aumento rispetto al mese precedente di 46GWh. Il dato progressivo annuo è in riduzione (-1,8%) rispetto all'anno precedente.

Produzione Geotermica e Consistenza



[MW]

$P_{inst} = 0$

$0 < P_{inst} \leq 500$

$500 < P_{inst} \leq 1000$

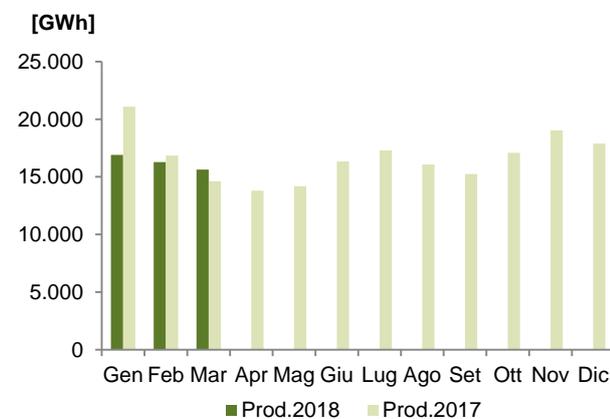


La produzione geotermica è in aumento (+10,3%) rispetto al mese precedente.

Fonte: Terna

L'energia prodotta da fonte termica nel mese di marzo 2018 si attesta a 15.623GWh in riduzione rispetto al mese precedente di 664GWh. Il dato progressivo annuo è in riduzione (-7,1%) rispetto all'anno precedente.

Produzione Termica e Consistenza



[MW]

$P_{inst} \leq 5000$

$5000 < P_{inst} \leq 10000$

$10000 < P_{inst} \leq 15000$

$15000 < P_{inst} \leq 20000$

$P_{inst} > 20000$



La produzione termica è in riduzione (-4,2%) rispetto al mese precedente.

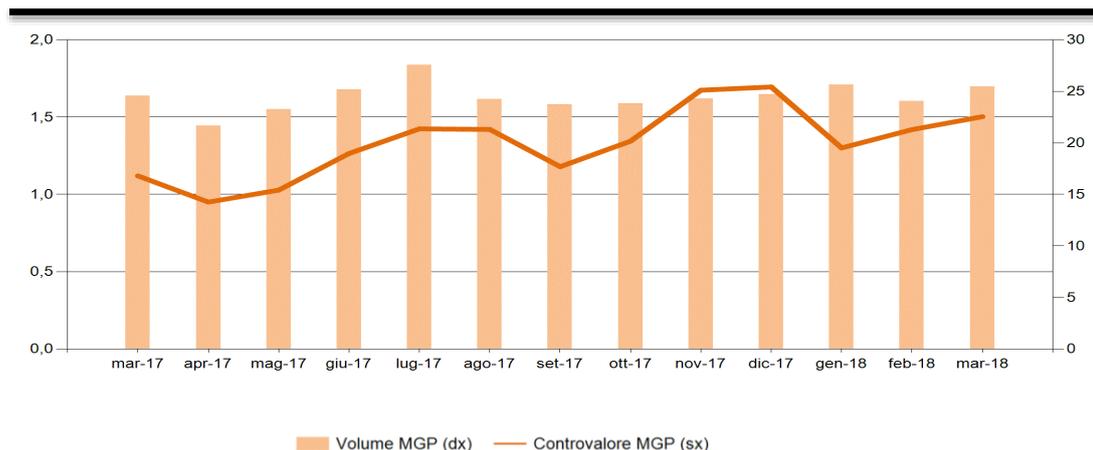
Fonte: Terna

Mercato del Giorno Prima

Il controvalore dei programmi in prelievo sul MGP a marzo è pari a circa €1,5Mld, in crescita del 6% rispetto al mese precedente e del 34% rispetto a marzo 2017.

L'aumento rispetto a febbraio è dovuto ad un aumento dei volumi MGP del 6%, mentre l'aumento rispetto all'anno precedente è attribuibile ad una crescita del PUN medio passato da €44,5/MWh (marzo 2017) a €56,9/MWh (marzo 2018).

Controvalore e volumi MGP



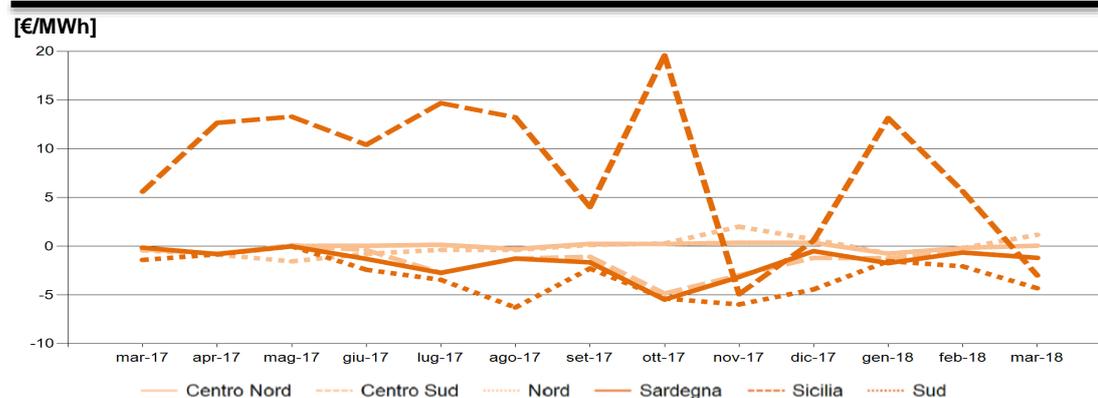
Controvalore marzo 2018 in crescita del 34% rispetto a marzo 2017

Fonte: Elaborazioni Terna su dati GME

Nel mese di marzo i prezzi zonali sono sostanzialmente allineati rispetto al PUN con eccezione delle zone Sud e Sicilia che registrano un differenziale rispettivamente pari a -€4,3/MWh e -€3/MWh.

Rispetto a marzo 2017 il prezzo della zona Sicilia ha registrato un aumento medio pari a €3,8/MWh, mentre per le altre zone si è avuto un aumento medio pari a €11,8/MWh.

Differenziale rispetto al PUN



Prezzi zonali marzo 2018 allineati al PUN per tutte le zone ad eccezione della Sicilia

Fonte: Elaborazioni Terna su dati GME

Il differenziale tra i prezzi di picco e fuori picco a marzo è pari a €5,0/MWh per le zone Sud e Sicilia e pari a €13,4/MWh per le altre zone.

A febbraio è stato mediamente pari a €11,4/MWh per le zone Sud e Sicilia e €14,7/MWh per le altre zone.

PUN e prezzi zionali MGP [€/MWh]

€/MWh	PUN	Nord	Centro-Nord	Centro-Sud	Sud	Sicilia	Sardegna
Media	56,9	58,1	57,0	55,7	52,6	53,9	55,7
YoY	12,4	14,0	12,8	11,4	9,5	3,8	11,4
Δ vs PUN	-	1,2	0,1	-1,2	-4,3	-3,0	-1,2
Δ vs PUN 2017	-	-0,4	-0,3	-0,1	-1,4	5,6	-0,1
Picco	65,4	67,6	66,1	63,6	56,3	56,7	63,6
Fuori picco	52,2	52,8	51,9	51,3	50,6	52,4	51,3
Δ Picco vs Fuori Picco	13,1	14,8	14,2	12,3	5,7	4,3	12,3
Minimo	12,0	12,0	10,0	5,0	5,0	1,0	5,0
Massimo	129,4	150,0	133,4	133,4	118,2	123,0	133,4

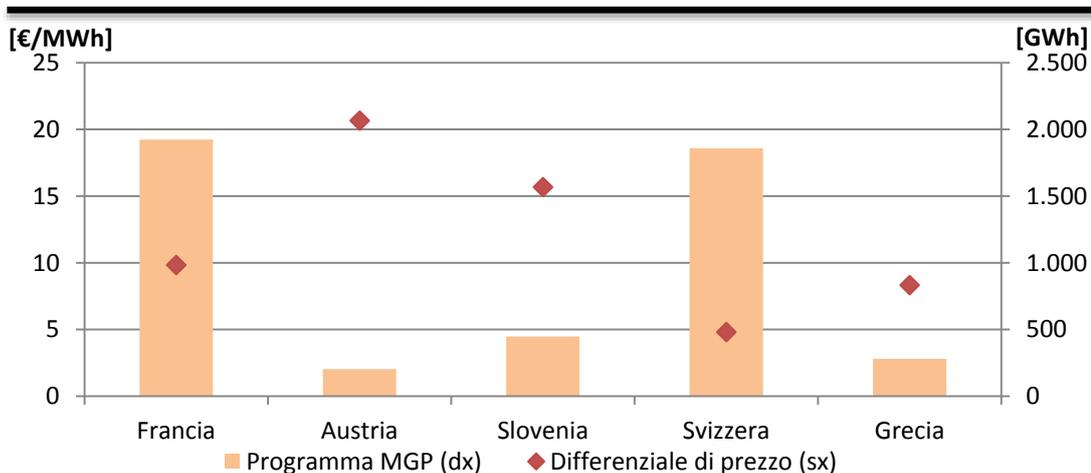
Differenziale picco-fuori picco rispetto al mese precedente in calo per tutte le zone.

Fonte: Elaborazioni Terna su dati GME

Nel mese di marzo si registra un aumento, rispetto al mese precedente, del differenziale di prezzo su tutte le frontiere.

Nel mese di marzo si è registrato un import complessivo di 4,9TWh, di cui la Francia e la Svizzera rappresentano ognuna il 40% del totale. L'export complessivo è stato di 0,2TWh, di cui la Svizzera rappresenta il 69%, e la Grecia il 30%.

Spread prezzi borse estere e programmi netti MGP



Import netto sulla frontiera nord pari a 4,9 TWh

Fonte: Elaborazioni Terna

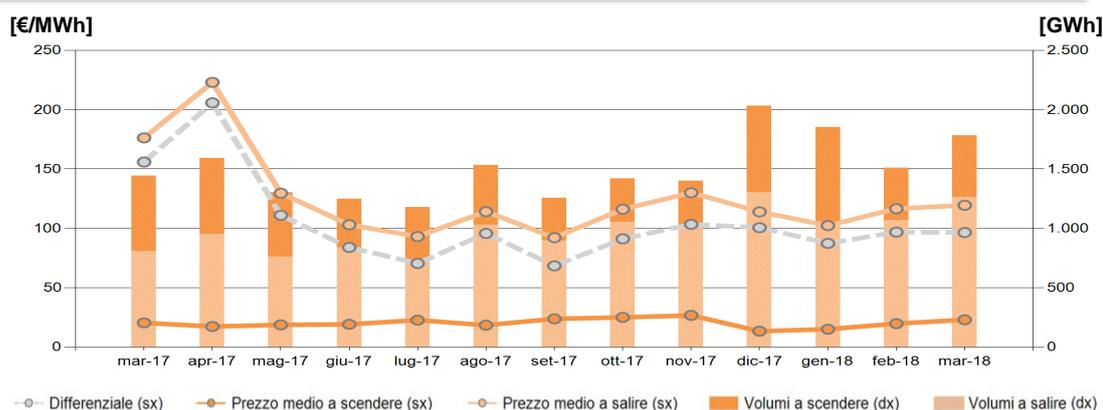
Mercato Servizi di Dispacciamento ex ante

A marzo il differenziale tra prezzi a salire e scendere è pari a €96,5/MWh sostanzialmente in linea con il mese precedente, mentre ha registrato una riduzione rispetto a marzo 2017 del 38%.

I volumi complessivi sono in aumento rispetto al mese precedente (+18%), in particolare sia le movimentazioni a salire che quelle a scendere sono aumentate del 18%.

Rispetto allo stesso mese dell'anno precedente, le movimentazioni a salire risultano aumentate del 56% e quelle a scendere risultano ridotte del 18%.

Prezzi e volumi MSD ex ante



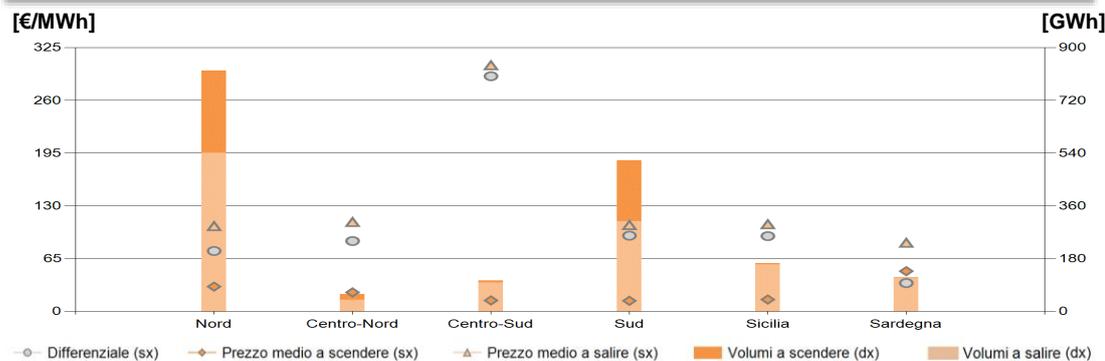
Prezzo medio a salire a marzo 2018 pari a €119,4/MWh
Prezzo medio a scendere a marzo 2018 pari a €22,9/MWh

Fonte: Terna

La zona di mercato caratterizzata dal differenziale più elevato (€289,7/MWh) è Centro-Sud, analogamente al mese precedente (€257,8/MWh).

Tale differenziale ha registrato un aumento rispetto al mese precedente del 12% dovuto ad un aumento del prezzo medio a salire del 10% (da €275,2/MWh di febbraio a €303,2/MWh di marzo) e ad una riduzione del prezzo medio a scendere del 23% (da €17,5/MWh di febbraio a €13,5/MWh di marzo).

Prezzi e volumi MSD ex ante per zona di mercato



Centro-Sud: zona con il differenziale di prezzo più elevato
Nord: zona con i maggiori volumi movimentati

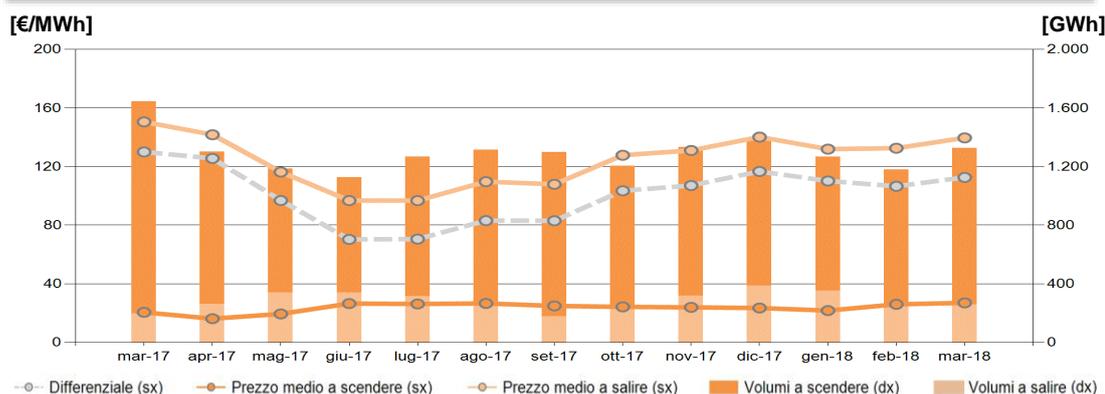
Fonte: Terna

Mercato di Bilanciamento

A marzo il differenziale tra prezzi a salire e scendere è pari a €112,6/MWh, in aumento rispetto al mese precedente (€106,5/MWh; 6%) e in riduzione rispetto a marzo 2017 (€129,9/MWh; -13%).

I volumi complessivi sono in aumento rispetto al mese precedente (+13%), in particolare le movimentazioni a salire sono aumentate del 6% e quelle a scendere sono aumentate del 14%. Rispetto a marzo 2017, le movimentazioni a salire sono aumentate del 31% e le movimentazioni a scendere si sono ridotte del 26%.

Prezzi e volumi MB



Prezzo medio a salire a marzo 2018 pari a €139,5/MWh
 Prezzo medio a scendere a marzo 2018 pari a €27,0/MWh

Fonte: Terna

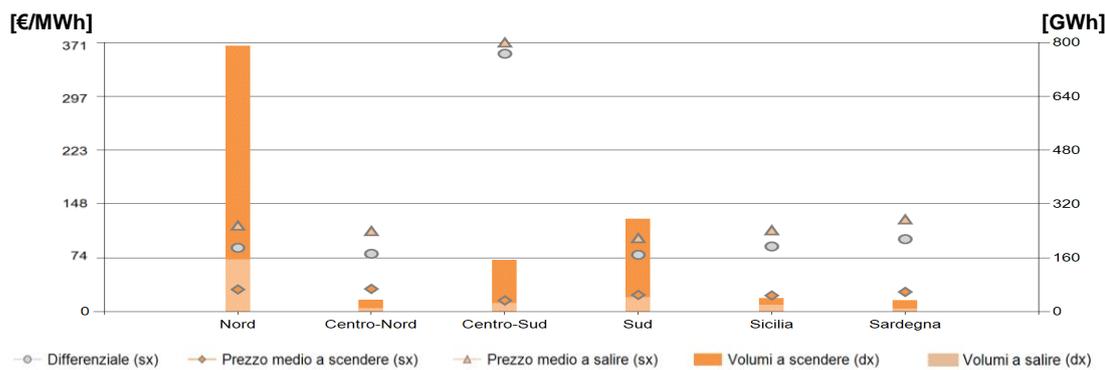
La zona di mercato caratterizzata dal differenziale più elevato (€356,2/MWh) è Centro-Sud, analogamente al mese precedente (differenziale pari a €287,7/MWh).

A marzo la zona Nord si conferma come la zona caratterizzata da più elevati volumi a scendere (635GWh), seguita dalla zona Sud (233GWh).

Il differenziale di prezzo è aumentato in tutte le zone, ad eccezione delle zone Sicilia e Sardegna.

La zona che registra il maggior aumento del differenziale in termini assoluti è Centro-Sud (+€68/MWh), mentre in termini percentuali è Centro-Nord (+31%).

Prezzi e volumi MB per zona di mercato



Centro-Sud: zona caratterizzata dal differenziale di prezzo più elevato
 Nord: zona con i maggiori volumi movimentati

Fonte: Terna

Commodities – Mercato Spot

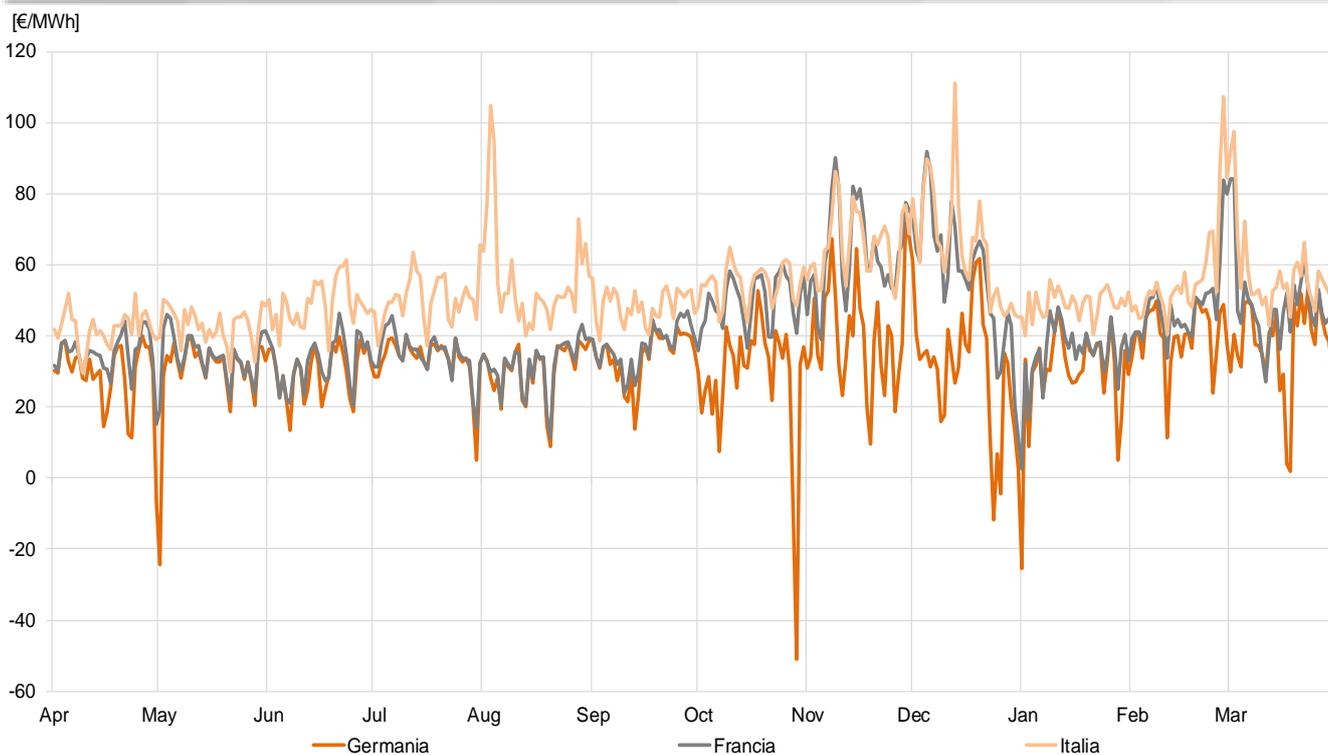
Nel mese di marzo i prezzi del Brent si sono attestati intorno ai \$66/bbl, in aumento rispetto ai \$65/bbl di febbraio (+2%).

I prezzi del carbone API2 si sono attestati a circa \$80/t in diminuzione rispetto a quelli di febbraio che si erano stabilizzati intorno ai \$85/t (-6%).

I prezzi del gas in Europa sono aumentati a marzo attestandosi a €24/MWh rispetto al mese precedente; il PSV ha registrato una media di €23/MWh in diminuzione rispetto ai €25/MWh di febbraio.

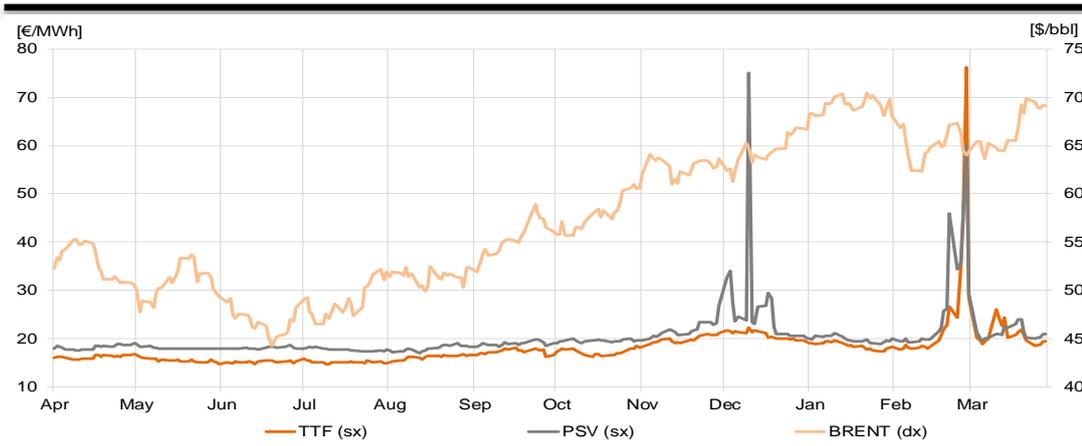
I prezzi dell'elettricità in Italia nel mese di marzo sono leggermente diminuiti rispetto al mese di febbraio con una media mensile di €59/MWh (-1%).

Prezzi elettricità spot



Fonte: Elaborazioni TERNA su dati GME, EPEX

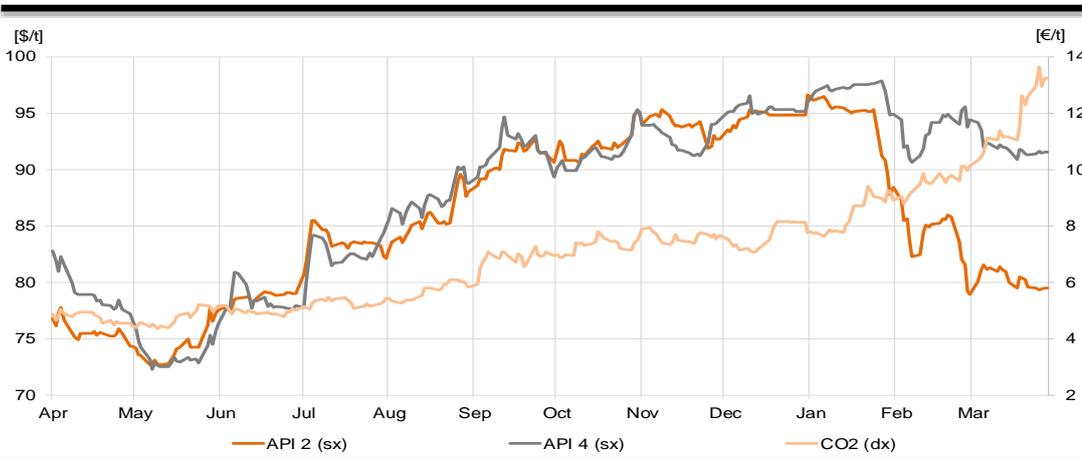
Prezzi spot Gas & Oil



Variazione media mensile PSV-TTF = -€0,3/MWh

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

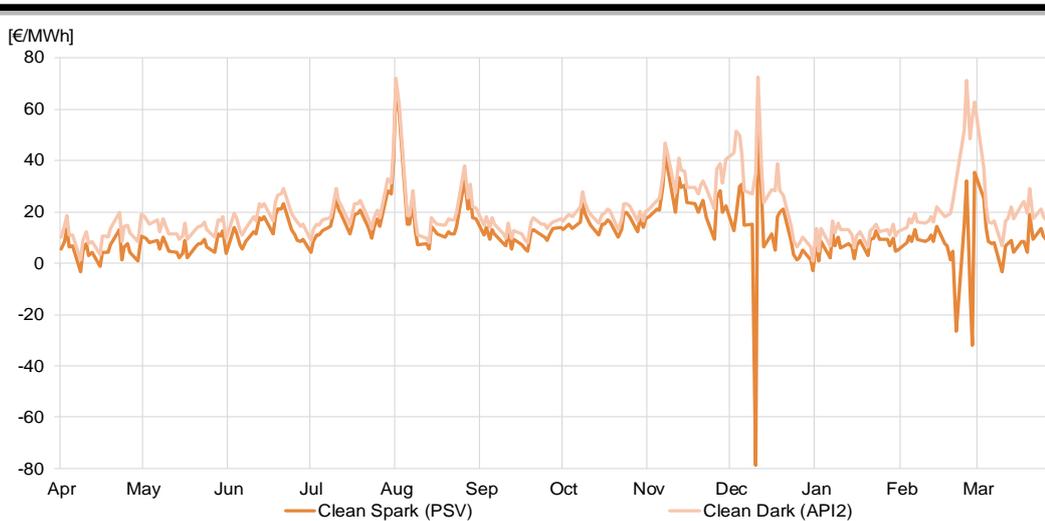
Prezzi spot Coal & Carbon



Variazione media mensile API2-API4 = -\$11,9/tn

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Clean Dark&Spark spreads Italia



Clean spark spread PSV medio mensile = €8/MWh (+19% MoM)

Clean dark spread API2 medio mensile = €23/MWh (-4% MoM)

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Commodities – Mercato Forward

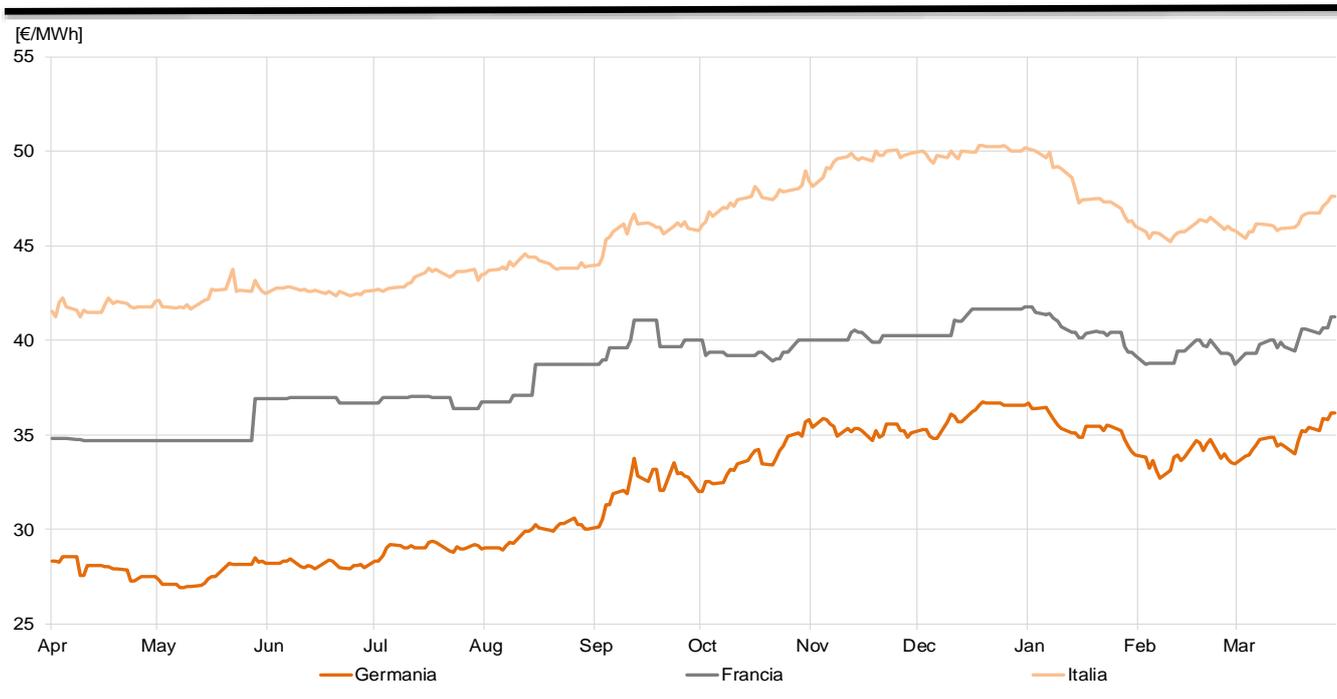
Nel mese di marzo i prezzi forward dell'anno 2019 del Brent sono stati intorno ai \$62/bbl, rispetto ai \$61/bbl di febbraio con un aumento del +3%.

I prezzi medi forward 2019 del carbone (API2) sono in diminuzione attestandosi a circa \$76/t (-6%) rispetto al valore di febbraio che si era attestato a \$81/t.

I prezzi medi forward 2019 del gas in Italia (PSV) sono in linea tra marzo e il mese precedente attestandosi intorno ai €19/MWh.

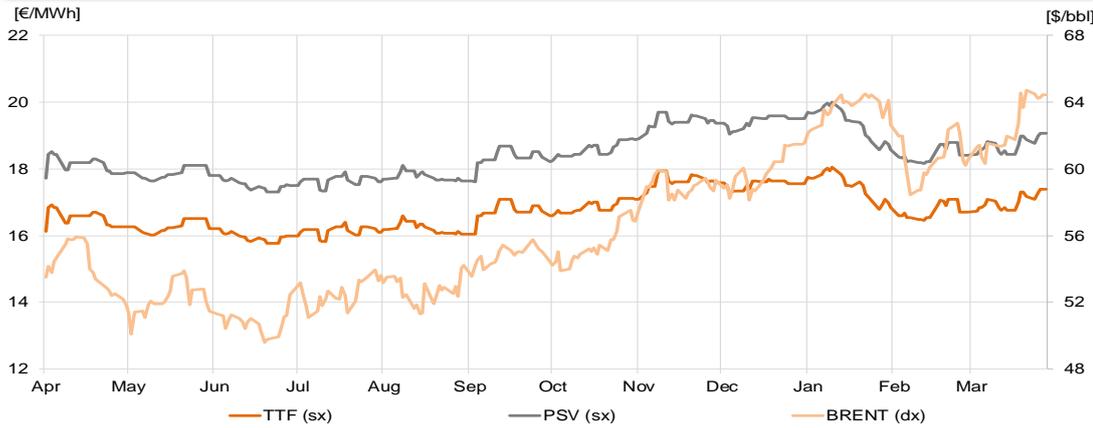
I prezzi medi forward 2019 dell'elettricità in Italia si sono attestati intorno ai €46/MWh in linea rispetto al mese precedente (0%). Trend in aumento si registra per la borsa francese dove il prezzo si attesta a circa €40/MWh così come in Germania attestandosi a circa €35/MWh.

Prezzi elettricità Forward 2019



Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

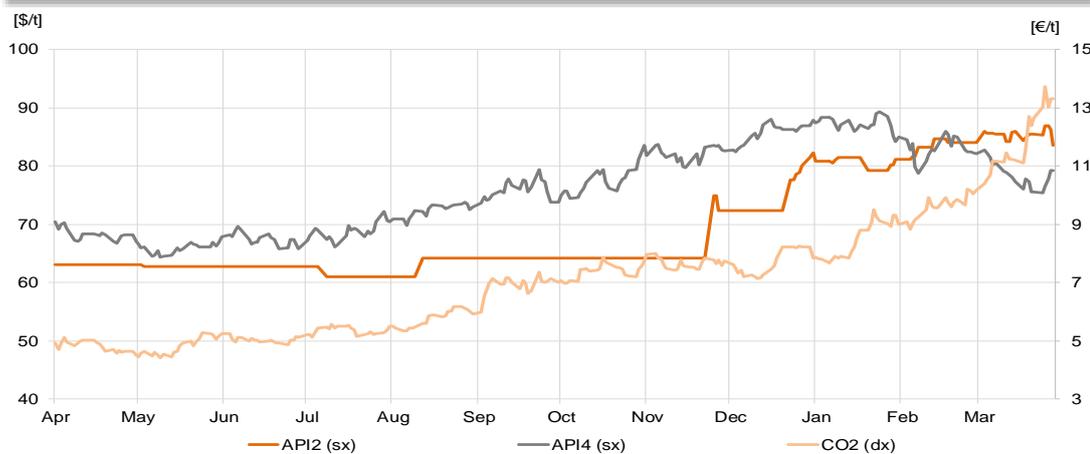
Prezzi Forward 2019 Gas & Oil



**Variazione media mensile
PSV-TTF = +€1,9/MWh**

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Prezzi Forward 2019 Coal & Carbon



**Variazione media mensile
API2-API4 = -\$3,0/t**

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Clean Forward 2019 Dark&Spark spreads Italia



**Clean spark spread PSV
medio mensile =
€4,1/MWh (-16% MoM)**

**Clean dark spread API2
medio mensile =
€11,8/MWh (0% MoM)**

Fonte: Elaborazione Terna su dati Bloomberg

Nel seguito una selezione dei provvedimenti di ARERA di maggiore interesse per le attività di dispacciamento e trasmissione del mese di Marzo 2018. Tale selezione non ha carattere esaustivo rispetto al quadro regolatorio.

Provvedimenti prescrittivi di cui alla delibera 342/2016/E/eel – conferme e revisioni

[Delibere 106-109/2018/E/eel](#)
[Delibere 132-136/2018/E/eel](#)

Nell'ambito dei procedimenti avviati con delibera 342/2016/E/eel per strategie di programmazione non diligenti poste in essere nell'ambito del servizio di dispacciamento, l'Autorità ha disposto:

- la conferma di 6 provvedimenti prescrittivi con revisione dei relativi Allegati B, recanti criteri per la quantificazione degli importi da parte di Terna;
- la conferma di 3 provvedimenti prescrittivi e dei relativi Allegati B.

Determinazioni in materia di riconoscimento del corrispettivo di reintegrazione dei costi per le unità termoelettriche essenziali per la sicurezza del sistema gas

[Delibera 113/2018/R/eel](#)

L'Autorità ha delineato i criteri per la determinazione del corrispettivo di reintegrazione dei costi per le unità incluse nella lista delle unità essenziali per la sicurezza del sistema gas, approvata dal Ministero dello Sviluppo Economico con riferimento all'anno termico 2013/2014.

Istruzioni a Terna S.p.a. per l'attuazione di emendamenti alla metodologia del modello comune di rete europea, richiesti all'unanimità da tutte le Autorità europee di regolazione, ai sensi del Regolamento UE 2016/1719 (FCA)

[Delibera 119/2018/R/eel](#)

L'Autorità, in coordinamento con le altre autorità di regolazione europee, ha richiesto a Terna di emendare la Proposta di metodologia per il Modello comune di rete predisposta da tutti i TSO ai sensi del Regolamento UE 1719/2016 – FCA (Proposta CGMM FCA), recependo quanto previsto nella "Richiesta di emendamenti al CGMM FCA", approvata nell'ambito dell'Energy Regulatory Forum (ERF).

Con la "Richiesta di emendamenti al CGMM FCA" si richiede ai TSO di utilizzare esclusivamente gli scenari definiti a livello europeo e di rimuovere la possibilità, per i TSO di ciascuna CCR, di definire scenari che tengano conto delle specificità locali. Tali specificità potranno eventualmente essere prese in considerazione in sede di definizione della metodologia per il calcolo della capacità ai sensi dell'articolo 10 del Regolamento FCA, ma non dovranno rientrare nella costruzione degli IGM funzionali alla predisposizione del modello comune della rete europea.

Disposizioni urgenti in ordine a meccanismi di incentivazione degli output del servizio di trasmissione. Adeguamento delle disposizioni in materia di riconoscimento di incentivi a progetti con rischi elevati

[Delibera 129/2018/R/eel](#)

L'Autorità ha approvato un secondo intervento in materia di nuovi strumenti di incentivazione di natura output-based per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica. L'Autorità ha in particolare previsto:

- incentivi per risolvere congestioni tra zone interne e sulle interconnessioni (periodo 2019-2013), mediante realizzazione di capacità di trasporto addizionale entro le capacità obiettivo;
- incentivi per gli sviluppi di rete finalizzati alla risoluzione delle congestioni all'interno delle zone, dei vincoli di rete per la regolazione di tensione e delle condizioni di essenzialità;
- per i progetti la cui durata non sia superiore a 3 anni (tra l'ottenimento dell'autorizzazione e la messa in esercizio del progetto) e per i quali la spesa già sostenuta non superi il 50%, la possibilità di riammissione alla remunerazione dei LIC con un WACC calcolato su un rapporto di Leva (D/E) pari a 4.

Determinazioni in merito all'impianto di produzione Centro Energia Ferrara, essenziale per l'anno 2013[Delibera 137/2018/R/eel](#)

L'Autorità ha stabilito che Terna riconosca a EP Produzione, entro il 31 marzo 2018, il saldo del corrispettivo a reintegrazione dei costi dell'impianto di Centro Energia Ferrara relativo all'anno 2013.

Istruzioni a Terna S.p.a. per l'attuazione di emendamenti alla metodologia del modello comune di rete europea, richiesti all'unanimità da tutte le Autorità europee di regolazione, ai sensi del Regolamento UE 2016/1719 (FCA)[Delibera 151/2018/R/eel](#)

L'Autorità ha positivamente verificato la proposta di aggiornamento dell'Allegato A.55 al Codice di rete ("Caratteristiche della tensione sulla rete di trasmissione nazionale") in materia di qualità del servizio.

La proposta di aggiornamento, in conformità a quanto previsto nella delibera 856/2017/R/eel e alla determinazione DIEU 12/2017 dell'Autorità, chiarisce che Terna e le imprese distributrici possono attivare confronti e scambi informativi, secondo periodicità tra loro concordate, al fine di ottimizzare il criterio di determinazione della rete in cui hanno origine alcune tipologie di buchi di tensione

Avvio di istruttoria conoscitiva sulla disponibilità della capacità di trasporto fra l'Italia e la Grecia, anche in previsione dell'avvio del market coupling sulla medesima frontiera ai sensi del Regolamento 2015/1222 (CACM)[Delibera 158/2018/E/eel](#)

L'Autorità ha avviato, anche a seguito di richiesta dell'Autorità di regolazione greca e in coordinamento con quest'ultima, un'indagine conoscitiva sulla disponibilità di capacità di trasporto fra Italia e Grecia, in vista dell'estensione del market coupling su quella frontiera prevista a partire dal 2019.

L'istruttoria è finalizzata all'acquisizione di informazioni e dati utili per valutare la disponibilità della capacità di trasporto tra l'Italia e la Grecia, l'affidabilità dell'interconnessione HVDC Italia-Grecia, le azioni intraprese da Terna per assicurare la ripresa del servizio.

Legenda

API2 – CIF ARA: è l'indice di riferimento per il prezzo del carbone (con PCI pari a 6.000 kcal/kg) importato nel nord ovest Europa. Viene determinato sulla base di un assessment sui prezzi CIF (Cost, Insurance and Freight) dei contratti di carbone, comprensivi di costi di trasporto, assicurazione e nolo, con sbarco nei porti Amsterdam – Rotterdam - Anversa (ARA).

API4 – FOB Richard Bay: è l'indice di riferimento per il prezzo del carbone (con PCI pari a 6.000 kcal/kg) esportato dal nolo Richards Bay in Sud Africa. E' determinato sulla base di un assessment sui prezzi FOB (Free On Board) dei contratti «franco a bordo» (escluso il trasporto), con partenza dal porto di Richard Bay.

Aree territoriali: sono costituite da una o più regioni limitrofe e sono aggregate come di seguito:

TORINO: Piemonte - Liguria - Valle d'Aosta

MILANO: Lombardia ()*

VENEZIA: Friuli Venezia Giulia - Veneto - Trentino Alto Adige

FIRENZE: Emilia Romagna () - Toscana*

ROMA: Lazio - Umbria - Abruzzo - Molise - Marche

NAPOLI: Campania - Puglia - Basilicata - Calabria

PALERMO: Sicilia

CAGLIARI: Sardegna

(*) In queste due regioni i confini geografici non corrispondono ai confini elettrici. La regione Lombardia comprende impianti di produzione facenti parte del territorio geografico-amministrativo dell'Emilia Romagna.

I dati relativi alla tabella invasi dei serbatoi sono **aggregati per ZONA** come segue:

NORD - include le Aree Territoriali TORINO, MILANO e VENEZIA

CENTRO e SUD – include le Aree Territoriali FIRENZE, ROMA e NAPOLI

SOLE- include le Aree Territoriali PALERMO e CAGLIARI.

Brent: è il prezzo del petrolio come riferimento mondiale per il mercato del greggio. Il Petrolio Brent è il risultato di una miscela derivata dall'unione di diversi tipi di petrolio estratti dal Mare del Nord.

Clean Dark Spread: è la differenza tra il prezzo dell'energia elettrica e il costo del combustibile di una centrale a carbone e il costo delle quote di emissione di CO₂.

Clean Spark Spread: è la differenza tra il prezzo dell'energia elettrica e il costo del combustibile di una centrale a gas e il costo delle quote di emissione di CO₂.

Dirty Dark Spread: è la differenza tra il prezzo dell'energia elettrica e il costo del combustibile di una centrale a carbone.

Dirty Spark Spread: è la differenza tra il prezzo dell'energia elettrica e il costo del combustibile di una centrale a gas.

Mercato del giorno prima (MGP): è la sede di negoziazione delle offerte di acquisto e vendita di energia elettrica per ciascun periodo rilevante del giorno successivo a quello della negoziazione.

Mercato di bilanciamento (MB): è l'insieme delle attività svolte dal Gestore per la selezione delle offerte presentate sul Mercato per il servizio di dispacciamento per la risoluzione delle congestioni e la costituzione dei margini di riserva secondaria e terziaria di potenza, condotte il giorno stesso a quello cui si riferiscono le offerte.

Mercato per il servizio di dispacciamento (MSD): è la sede di negoziazione delle risorse per il servizio di dispacciamento.

Mercato per il servizio di dispacciamento - fase di programmazione (MSD ex ante): è l'insieme delle attività svolte dal Gestore per la selezione delle offerte presentate sul Mercato per il servizio di dispacciamento per la risoluzione delle congestioni e la costituzione dei margini di riserva secondaria e terziaria di potenza, condotte in anticipo rispetto al tempo reale.

MoM - Month on Month: variazione percentuale dello scostamento tra il mese di riferimento rispetto al mese precedente

NET TRANSFER CAPACITY - NTC: è la massima capacità di trasporto della rete di interconnessione con l'estero. NTC D-2 indica la medesima capacità definita nel giorno D-2.

Ore di picco: si intendono, secondo la convenzione del Gestore del Mercato Elettrico (GME), le ore comprese tra le 8:00 e le 20:00 dei soli giorni lavorativi. Per **ore fuori picco** si intendono le ore non di picco.

Prezzo CO₂: è determinato dall' European Union Emissions Trading Scheme (EU ETS), sistema per lo scambio di quote di emissione di gas serra in Europa finalizzato alla riduzione delle emissioni.

PUN - Prezzo Unico Nazionale: rappresenta il Prezzo Unico Nazionale calcolato in esito al Mercato del giorno prima (MGP).

Prezzo Zonale MGP: è il prezzo di equilibrio di ciascuna zona calcolato in esito al Mercato del giorno prima (MGP).

PSV - Punto di Scambio Virtuale: è il prezzo al punto di scambio virtuale per la compravendita del gas naturale in Italia.

TTF - Title Transfer Facility: è il prezzo al punto di scambio virtuale per la compravendita del gas naturale nei Paesi Bassi.

YoY – Year on Year: variazione percentuale dello scostamento tra il periodo dell'anno corrente rispetto al allo stesso periodo dell'anno precedente

Disclaimer

1. I bilanci elettrici mensili dell'anno 2018 e 2017 sono provvisori.
2. In particolare, i bilanci elettrici mensili dell'anno 2018 – elaborati alla fine di ogni mese utilizzando gli archivi di esercizio – sono soggetti ad ulteriore e puntuale verifica o ricalcolo nei mesi seguenti sulla base di informazioni aggiuntive. Questa operazione di affinamento del valore mensile si traduce, per i dati di bilancio, in un grado di precisione superiore rispetto alla somma dei dati elaborati nei singoli Rapporti Mensili pubblicati sul sito www.terna.it.