

LA TRASFORMAZIONE DEL SETTORE ENERGETICO IN ITALIA

Claudia Cafaro^{1,*}, Paolo Ceci¹, Antonio Fardelli¹, Elisa Zazzu¹

¹ CNR-IIA – UOS c/o Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Roma.

Sommario – In questi ultimi anni le politiche ambientali dei paesi più industrializzati si sono orientate verso interventi volti a ridurre le emissioni globali di gas a effetto serra per mitigare gli effetti sui cambiamenti climatici. Tra le principali azioni individuate risaltano quelle rivolte al settore energetico, finalizzate alla riduzione nell'utilizzo di combustibili fossili per la produzione di energia elettrica, a favore di combustibili meno inquinanti e fonti rinnovabili. In particolare, l'obiettivo a lungo termine è quello di raggiungere la totale decarbonizzazione dell'industria energetica, prevedendo una cessazione completa nell'utilizzo del carbone quale combustibile, poichè considerata una delle maggiori sorgenti di emissioni di gas climalteranti in atmosfera. In Italia gli scenari di decarbonizzazione dell'industria energetica sono stati ripresi e ribaditi in 2 documenti programmatici indirizzati al settore energetico: la Strategia Energetica Nazionale (SEN) e il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC); entrambi i documenti prevedono il *phase out* completo dal carbone al 2025, sopperendo al gap energetico con centrali alimentate a gas ed incrementando la quota di energia prodotta da fonti rinnovabili. Questa scelta strategica ha dato origine ad una spinta a convertire e trasformare alcune delle centrali tradizionali che da decenni operano nel nostro Paese, per adeguarle agli standard produttivi richiesti nella SEN e nel PNIEC, sfruttando anche le possibilità offerte in tal senso dal *capacity market*, strumento nato per soddisfare la richiesta di energia elettrica, garantendo livelli ottimali di adeguatezza e sicurezza della rete nazionale; parallelamente per far fronte alla discontinuità nella fornitura energetica che caratterizza l'uso delle fonti rinnovabili, sono stati elaborati ed avviati progetti per la realizzazione di sistemi di accumulo, capaci di fornire energia in brevissimo tempo in caso di necessità. Tale contesto di riferimento, sta portando ad una evoluzione e trasformazione del sistema energetico italiano, passando da impianti di grandi dimensioni, progettati per una produzione continuativa e ininterrotta di energia da immettere in rete, a sistemi più agili e flessibili, capaci di far fronte a picchi di richiesta di energia intervenendo in tempi rapidi e garantendo così il mantenimento degli standard di adeguatezza del sistema elettrico nazionale. A supporto di tali valutazioni sono presentati ed illustrati dati ed informazioni in merito a specifici progetti mirati alla trasformazione del settore termoelettrico italiano, nonché i risultati delle aste del *capacity market* ad oggi conclusesi.

Parole chiave: transizione energetica, mercato delle capacità, decarbonizzazione, centrali termoelettriche, produzione di energia elettrica.

* Per contatti: Tel. 0657225018; Fax 0657225087.
E-mail: cafaro@iia.cnr.it.

THE TRANSFORMATION OF THE ENERGY SECTOR IN ITALY

Abstract – In the last years the environmental policies of the most industrialized countries are oriented towards actions to reduce global greenhouse gases emissions to mitigate the effects on climate change. Among the main intervention identified, there are actions directed to the energy sector, aimed to the reduction of the use of fossil fuel for energy production and to the promotion of the use of less polluting fuels and renewable sources. The final goal of these measures will be to achieve total decarbonisation of the energy industry, through the complete end of the use of coal as fuel, because it is considered one of the major sources of greenhouse gases emissions into the atmosphere. In Italy the decarbonisation scenarios of the energy industry have been taken into account in two planning documents addressed to the energy sector: *Strategia Energetica Nazionale (SEN)* and *Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC)*. The documents establish the complete phase out from coal by 2025, replaced by gas-fired power plants and energy produced from renewable sources. This strategic choice has boosted the conversion and transformation of some of the traditional plants operating in Italy, to adapt their equipment to the production standards required in the SEN and PNIEC, also taking advantage from the capacity market, a tool created to satisfy the electricity demand and to guarantee optimal levels of adequacy and safety of the national power grid. To deal with the discontinuity of the renewable sources to generate energy, were developed projects for the construction of storage systems, to supply energy in a short time if necessary. This context is leading to an evolution and transformation of the Italian energy system, going from large plants, planned for a continuous and uninterrupted production of energy for the grid, to more flexible systems, to support peaks in energy demand intervening quickly and ensuring adequacy standards of national electric system. To support these evaluations, data and information on specific projects aimed to transform the Italian thermoelectric sector are presented and illustrated, as well as the results of the capacity market auctions concluded.

Keywords: energy transition, capacity market, decarbonization, power plants, electricity production.

Ricevuto il 29-4-2020; Correzioni richieste il 28-5-2020; Accettazione finale il 16-6-2020.

1. INTRODUZIONE

La produzione di energia elettrica è uno dei settori che contribuisce maggiormente alle emissioni di gas a effetto serra, tale comparto industriale è in-

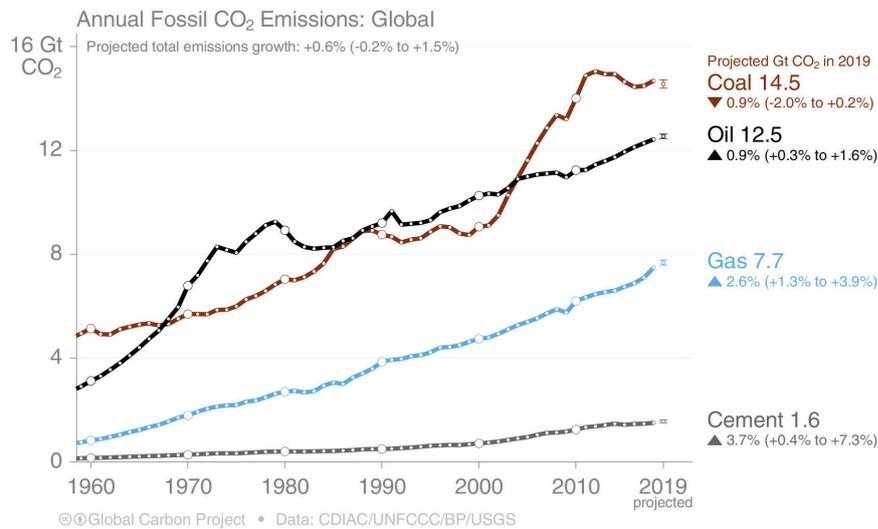


Figura 1 – Andamento delle emissioni globali di CO₂ (fonte dati: Global Carbon Project, 2019)

fatti singolarmente responsabile di circa il 30% delle emissioni globali rilevate (IPCC, 2014, US EPA, 2020). Inoltre le emissioni complessive di gas climalteranti provenienti dall'utilizzo di combustibili fossili in tutti i settori produttivi presentano negli anni un andamento sempre crescente (Fig. 1), incremento che appare particolarmente marcato in caso di utilizzo di carbone, considerando poi che in alcune parti del mondo, quali Cina ed India, dal 2000 ad oggi si è verificato un notevole incremento nella costruzione di centrali che utilizzano questo combustibile, che è quello che più di tutti contribuisce alle emissioni di gas serra in atmosfera (Global Energy Monitor, 2020).

L'apporto fornito dal carbone si riflette anche sul contributo totale alle emissioni di CO₂ riferito al

settore della produzione di energia elettrica che negli anni, a fronte della componente rappresentata dal gas solo in leggera crescita, risente fortemente del fattore legato all'uso del carbone; ciò si rispecchia anche nell'andamento in netta diminuzione previsto fino al 2040, legato al processo di decarbonizzazione in atto a livello mondiale (Fig. 2).

Proprio per provare ad arrestare o meglio ancora invertire questo trend di crescita, in alcune parti del mondo è stata intrapresa la strada della decarbonizzazione del settore energetico, inteso come il settore finalizzato alla produzione di energia elettrica, quale possibilità per fronteggiare la problematica dei cambiamenti climatici e ridurre gli effetti derivanti dall'utilizzo dei combustibili fossili.

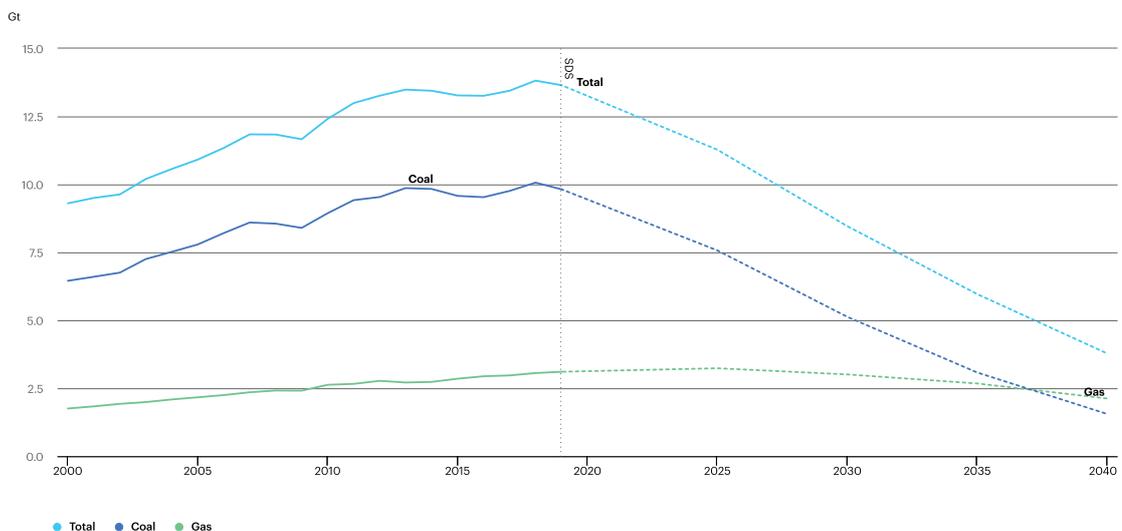


Figura 2 – Andamento storico e proiezione al 2040 delle emissioni globali di CO₂ dalla produzione di energia elettrica (fonte: IEA, 2020)

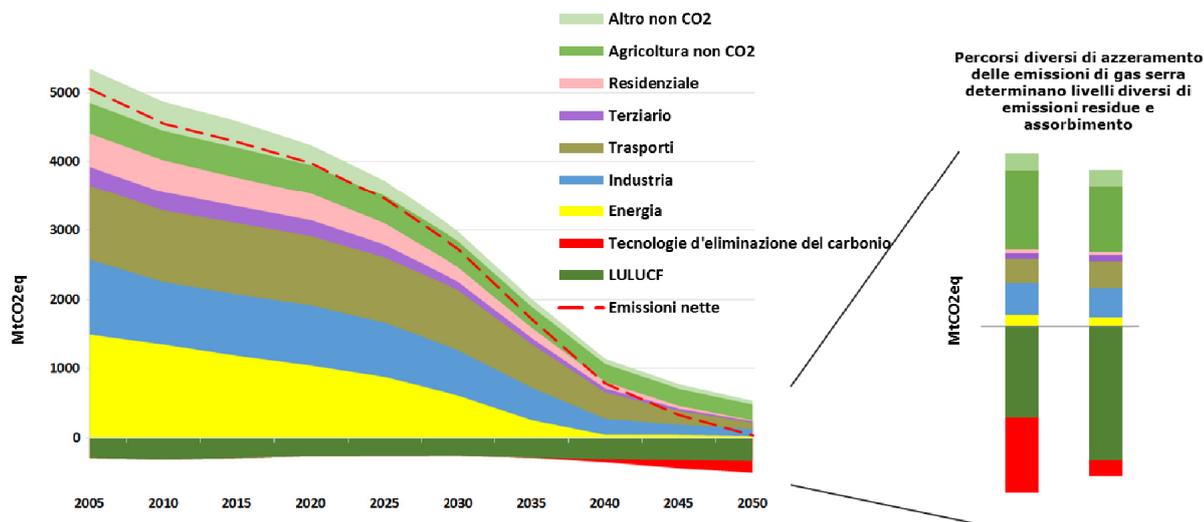


Figura 3 – Traiettorie delle emissioni di gas serra europee in uno scenario a 1,5 C (fonte: Commissione Europea, 2018)

Tali obiettivi sono stati affrontati anche nel congresso internazionale riunitosi a Parigi (COP21 – 21^a sessione della Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici – UNFCCC e 11^a sessione del protocollo di Kyoto del 1997) nel dicembre 2015, al termine del quale è stato adottato un accordo universale e giuridicamente vincolante sul clima mondiale, individuando interventi di mitigazione volti alla riduzione drastica delle emissioni di gas a effetto serra in atmosfera, per limitare il fenomeno del riscaldamento globale.

Proprio per rispondere alla necessità di contrastare il riscaldamento globale e perseguire la sfida della decarbonizzazione nel prossimo decennio, l'Unione Europea ha messo a punto nel 2014 il "Pacchetto energia pulita per tutti gli europei", noto anche come "*Clean energy package*", un sistema di norme che interviene in modo organico su tutti gli aspetti delle politiche energetiche per regolamentare e facilitare il passaggio dall'utilizzo di combustibili fossili, verso forme di energia più pulita, ponendo attenzione in particolar modo ad aspetti quali quelli delle fonti rinnovabili, dell'efficienza energetica, della sicurezza energetica, e del mercato interno dell'elettricità. Il documento prevede tra l'altro l'individuazione di azioni funzionali al raggiungimento dei nuovi obiettivi europei al 2030 in materia energetica e un percorso di decarbonizzazione che porti l'Unione Europea entro il 2050 ad annullare tutte le emissioni nette di gas a effetto serra, obiettivo al centro anche dei presupposti del *Green Deal* europeo, l'ambiziosa proposta della Commissione Europea che propone specifiche misure che indirizzeranno le produzio-

ni energetiche e gli stili di vita della popolazione verso l'utilizzo sempre più limitato di risorse naturali fino a raggiungere un livello zero di emissioni nette di gas climalteranti in atmosfera provenienti dall'utilizzo di combustibili fossili solidi e liquidi (Fig. 3).

In questo contesto ogni Stato dell'Unione è chiamato a contribuire al raggiungimento degli obiettivi comuni individuati, attraverso la fissazione di propri target da perseguire al 2030.

In Italia in linea con gli orizzonti temporali europei e con le politiche di progressivo abbandono dei combustibili fossili nel settore energetico, è stato accelerato il processo di decarbonizzazione, prevedendo la cessazione entro il 2025 dell'utilizzo del carbone come combustibile e l'incentivazione di forme di produzione di energia ambientalmente più sostenibili, ricorrendo all'uso di combustibili meno inquinanti come il gas naturale e sfruttando al massimo fonti di energia rinnovabili.

2. CONTESTO NAZIONALE PROGRAMMATICO DI RIFERIMENTO

2.1. La Strategia Energetica Nazionale e il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima

Con decreto del Ministero dello sviluppo economico, di concerto con il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, è stata adottata a novembre 2017 la Strategia Energetica Nazionale (SEN) che si prefigge il raggiungimento di traguardi di efficienza del sistema energetico e di crescita sostenibile, avviando un'azio-

ne decisa di contrasto ai cambiamenti climatici. Obiettivo principale della SEN è quello di intervenire sul sistema energetico italiano per attuare nei prossimi anni una transizione verso fonti energetiche ambientalmente più sostenibili; che apportino cioè un contributo via via meno significativo alle emissioni in atmosfera, garantendo al contempo il mantenimento di adeguati standard di sicurezza della rete elettrica. Il raggiungimento di tale obiettivo passa attraverso la decarbonizzazione del settore della produzione di energia elettrica, la strategia energetica infatti prevede che entro il 2025 sia realizzata la completa cessazione dell'utilizzo del carbone come combustibile per la produzione di energia elettrica. Tale scelta strategica implica che l'intera capacità produttiva italiana riconducibile alle centrali termoelettriche alimentate a carbone, pari a 8 Gigawatt elettrici totali, dovrà essere sostituita con altre produzioni energetiche che la SEN individua nelle centrali alimentate a gas, che dovranno aumentare la propria capacità di circa 1,5 Gigawatt, e in impianti che utilizzano energie rinnovabili, che dovranno arrivare a coprire il 55% del consumo nazionale interno lordo di elettricità. Tali misure si traducono in una graduale trasformazione del sistema energetico nazionale, che prevenderà nei prossimi 5 anni, la progressiva chiusura dei gruppi energetici tradizionali alimentati a carbone e la contestuale riconversione o realizzazione di nuovi impianti tecnologicamente più avanzati alimentati a gas; parallelamente dovrà essere anche incentivata la costruzione di impianti che sfruttano energie rinnovabili di varia origine per la produzione energetica. Il carbone attualmente ricopre circa il 15,6% della produzione elettrica lorda nazionale di origine termica, con un apporto in termini di CO₂ equivalente in atmosfera del 27% sul totale delle emissioni provenienti dal settore termoelettrico. Contributo che si andrà ad azzerare nei prossimi 5 anni, in parte compensato dall'aumento della produzione di energia mediante impianti a gas e dall'intensificarsi dell'utilizzo delle fonti rinnovabili (ISPRA, 2019).

Le fonti rinnovabili assumono pertanto un ruolo centrale nell'attuazione del processo di decarbonizzazione come soluzione che garantisca la riduzione delle emissioni di gas serra, infatti lo sviluppo di questi impianti potrà portare ad un significativo incremento dello sfruttamento di tutte le tipologie di energie rinnovabili, con particolare crescita per l'eolico e il fotovoltaico anche in vir-

tù della riduzione dei costi dell'energia proveniente da questi due sorgenti energetiche (la SEN stima che il progresso tecnologico potrà ridurre ulteriormente i costi di produzione dell'energia elettrica del 40-70% per il fotovoltaico e del 10-25% per l'eolico).

Nello specifico, per quanto riguarda le quote di produzione di energia da fonti rinnovabili, gli obiettivi fissati dalla SEN sono i seguenti:

- 28% di rinnovabili sui consumi finali lordi al 2030, rispetto al 17,5% del 2015;
- 55% di rinnovabili elettriche sui consumi finali lordi al 2030, rispetto al 33,5% del 2015;
- 30% di rinnovabili termiche sui consumi finali lordi al 2030, rispetto al 19,2% del 2015;
- 21% di rinnovabili nei trasporti al 2030, rispetto al 6,4% del 2015.

Il processo di transizione energetica sopra descritto potrà essere realizzato soltanto se accompagnato dalla realizzazione di opportuni interventi infrastrutturali di interconnessione della rete elettrica nazionale, ciò per mantenere la sicurezza del sistema anche in casi di picchi di richiesta energetica, senza dover ricorrere all'attuale porzione di approvvigionamento energetico garantito dagli impianti a carbone. A tale proposito la SEN individua un elenco di opere di collegamento della rete la cui realizzazione è considerata necessaria per l'attuazione della decarbonizzazione del settore energetico.

Gli interventi attuativi individuati nella SEN sono stati ripresi e ribaditi nel Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC), il cui testo definitivo è stato pubblicato il 21 gennaio 2020. Il Piano, predisposto dal Ministero dello Sviluppo Economico, con il Ministero dell'Ambiente e della tutela del Territorio e del Mare e il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, definisce gli obiettivi nazionali e le concrete linee di azione da realizzare per il conseguimento degli obiettivi europei in materia di energia e clima per il prossimo decennio (2021-2030). Tale documento individua un percorso che condurrà ad una trasformazione economico/energetica in linea con i principi di tutela ambientale, in termini di decarbonizzazione, economia circolare, uso efficiente e razionale delle risorse naturali. Per quanto riguarda il settore della produzione di energia elettrica il PNIEC riprende e persegue i presupposti già individuati dalla SEN: il *phase out* dal carbone come combustibile entro il 2025 e il ricorso sempre maggiore alle energie da fonti rinnovabili, soprattutto fotovoltaico ed eolico, che entro il 2030 dovranno sod-

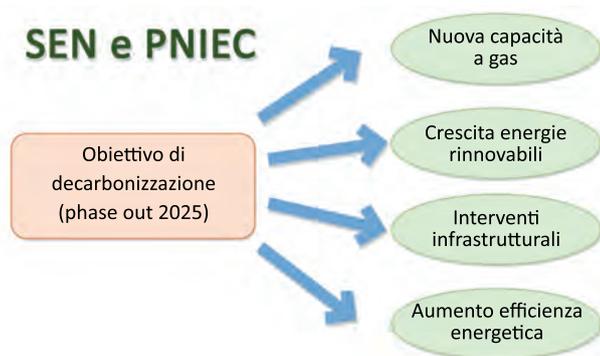


Figura 4 – Struttura del processo di decarbonizzazione in Italia previsto da SEN e PNIEC

disfare fino al 55% del consumo nazionale interno lordo di elettricità. Sul fronte della domanda energetica prevede un 30% di consumi finali lordi di energia coperti da Fonti Energetiche Rinnovabili (FER) da raggiungere entro il 2030. Ripartendo la domanda nei diversi settori chiave, il contributo delle FER risulta così differenziato: un 55% di quota rinnovabile nel settore elettrico, un 33,9% nel settore termico (riscaldamento e raffrescamento) e un 22% per quanto riguarda il settore dei trasporti.

Per quanto SEN e PNIEC abbiano una natura diversa, la SEN è un documento programmatico di livello nazionale, mentre il PNIEC uno strumento previsto in sede europea, sono due documenti sostanzialmente sovrapponibili per quel che riguarda gli obiettivi individuati e le misure delineate per raggiungerli (Fig. 4). Tali obiettivi sono stati pertanto ripresi e tradotti in prescrizioni anche all'interno delle autorizzazioni integrate ambientali (AIA) che regolamentano l'esercizio delle principali attività industriali in Italia e che per le centrali a carbone confermano la possibilità di utilizzo del carbone come combustibile soltanto fino al 31 dicembre 2025 (Cafaro et al., 2015).

È però doveroso ricordare che il massiccio utilizzo di risorse rinnovabili, che rappresentano una fonte di energia non programmabile e prodotta in impianti di piccole dimensioni, incrementa le difficoltà di gestione della rete, richiedendo un sistema capillare di interconnessioni e una modalità flessibile per garantirne in ogni momento il bilanciamento. Pertanto, la dismissione delle centrali a carbone e il potenziamento di impianti da energie rinnovabili, potrà essere attuato soltanto con la costruzione di elettrodotti, che garantiscano una adeguata capacità di transito tra diverse zone, e con la realizzazione di sistemi di accumulo e stoccaggio che mettano a disposizione riserve di energia uti-

lizzabile nei momenti di naturale indisponibilità (ore notturne, periodi invernali, condizioni meteorologiche avverse, etc.) della fornitura delle risorse rinnovabili.

Tali interventi infrastrutturali sono delineati in maniera puntuale e costituiscono presupposto alla base della possibilità di realizzare la trasformazione del sistema elettrico italiano prescindendo dalle attuali tradizionali forme di produzione energetica.

2.2. Il Capacity Market

L'attuazione delle politiche di transizione energetica potrà avvenire preservando le condizioni di adeguatezza e stabilità del sistema elettrico italiano; pertanto, in breve tempo, dovranno essere realizzati interventi che consentano di raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione previsti, garantendo al contempo il mantenimento degli adatti standard di sicurezza nel settore della produzione di energia elettrica. In tale scenario diventa essenziale poter disporre di capacità produttiva programmabile con funzioni di *back-up*, per poter compensare le fluttuazioni nella produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili, al fine di garantire la sicurezza e assicurare la copertura per l'intera domanda nazionale di energia.

In quest'ambito si colloca il *capacity market* o mercato delle capacità, che nasce come meccanismo per la regolazione della generazione di energia elettrica, al fine di garantire in ogni momento il mantenimento di risorse energetiche disponibili, in grado di sostenere picchi nelle richieste di fornitura energetica ed evitare possibili situazioni di blackout.

La disciplina del *capacity market* prevede che sia assicurata in ogni circostanza l'affidabilità del sistema elettrico in termini di adeguatezza, definita come la capacità strutturale del sistema di soddisfare il fabbisogno di energia elettrica nel rispetto di prefissati livelli di qualità, e sicurezza, ossia la capacità del sistema elettrico di fronteggiare repentine fluttuazioni dello stato di funzionamento del sistema.

Il mercato delle capacità è stato disciplinato per la prima volta in Italia con il decreto legislativo n. 379 del 19/12/2003 "*Disposizioni in materia di remunerazione delle capacità di produzione di energia elettrica*" che prevede un sistema di remunerazione, basato su meccanismi di mercato trasparenti e concorrenziali, finalizzato al raggiungimento e mantenimento di una capacità pro-

duttiva complessiva adeguata a garantire la copertura della domanda energetica nazionale, comprensiva anche dei necessari margini di riserva. Tale sistema di remunerazione è stato da ultimo regolamentato nel decreto del Ministero dello Sviluppo economico del 28/06/2019, che disciplina le modalità di attuazione dell'attribuzione della porzione di capacità energetica messa a disposizione. Il sistema del *capacity market* prevede una remunerazione differenziata per gli impianti di produzione che imposteranno la propria attività sulla possibilità di intervenire rapidamente quando chiamati a fornire energia alla rete, ed è potenzialmente indirizzato sia agli impianti tradizionali alimentati a gas, che agli impianti alimentati con fonti rinnovabili, purchè sia garantito un ridotto apporto di emissioni di CO₂ in atmosfera per la produzione di elettricità. La riforma del mercato elettrico europeo introduce infatti un nuovo standard emissivo per le centrali a combustibili fossili che parteciperanno al *capacity market*, il cosiddetto EPS (*Emission Performance Standard*), dovranno cioè rispettare un limite massimo emissivo di 550 grammi di CO₂ per kWh; questo limite attualmente applicato solamente ai nuovi impianti, dal 1° luglio 2025 diventerà vincolante anche per quelli esistenti.

Il *capacity market* funziona attraverso un sistema di aste pubbliche nel quale, per ogni megawatt di potenza destinata al mercato delle capacità verrà riconosciuto un corrispondente controvalore economico, le società operanti nel settore energetico possono partecipare a tali aste presentando proposte progettuali per aggiudicarsi l'opzione su porzioni della capacità produttiva messa all'asta e

con la condizione di dover realizzare i progetti entro determinati intervalli temporali. Le procedure concorsuali sono gestite da Terna che determina l'entità della capacità da mettere all'asta necessaria per garantire il livello richiesto di sicurezza nell'approvvigionamento e nel funzionamento della rete.

Ad esito delle aste verranno aggiudicate tra i diversi partecipanti porzioni della capacità da assegnare; per ciascun MW di capacità impegnata, gli operatori riceveranno un premio (€/kW/anno). Tali assegnazioni avvengono con quattro anni di anticipo rispetto al periodo di consegna; questo anticipo è funzionale ad assicurare la massima concorrenza e partecipazione al mercato consentendo la presentazione anche di progetti per impianti ancora da realizzare. Nel corso del 2019 sono state condotte 2 aste per l'assegnazione di significative quote di capacità elettrica soprattutto a livello nazionale, ma in parte anche indirizzata al mercato estero. La prima asta, effettuata il 6 novembre, era indirizzata a proposte con anno di consegna 2022, la seconda asta, del 28 novembre ha riguardato i progetti con consegna prevista per il 2023 (Tab. 1).

2.3. Accumulo di energia

Gli impianti di produzione elettrica che sfruttano le fonti rinnovabili sono per loro natura condizionati dal verificarsi di determinate condizioni climatiche che consentano di innescare e mantenere il processo di produzione di energia elettrica, pertanto non garantiscono un funzionamento continuativo, ma hanno un'attività intermittente che si concentra

Tabella 1 – Mercato delle capacità: esiti delle aste (fonte dati: TERNA)

ASTE	PRIMA ASTA – 6/11/2019	SECONDA ASTA – 28/11/2019
Assegnazioni	40,9 GW 36,5 GW di capacità nazionale 4,4 GW di capacità estera (Tutta la capacità offerta a livello nazionale è stata assegnata)	43,4 GW 39 GW di capacità nazionale 4,4 GW di capacità estera (Tutta la capacità offerta a livello nazionale è stata assegnata)
	1 GW dei 36,5 GW di capacità nazionale assegnata è relativo a fonti rinnovabili non programmabili	1,3 GW dei 39 GW di capacità nazionale assegnata è relativo a fonti rinnovabili non programmabili
Costo totale annuo	1,3 Mld€ (di cui 19,2 Mln€ per la capacità estera)	1,5 Mld€ (di cui 19,4 Mln€ per la capacità estera) a cui occorre aggiungere il costo della capacità nuova già assegnata con l'asta 2022, pari a 133 mln€
Premio di valorizzazione	33 k€/MW/anno capacità esistente 75 k€/MW/anno capacità nuova 4,4 k€/MW/anno capacità estera In tutte le Aree Nazionali il premio marginale è pari a 75 k€/MW/anno	33 k€/MW/anno capacità esistente 75 k€/MW/anno capacità nuova 4,4 k€/MW/anno capacità estera In tutte le Aree Nazionali il premio marginale è pari a 75 k€/MW/anno
Partecipanti	I partecipanti con maggiore capacità assegnata nazionale sono Enel Produzione (9,6 GW), A2A (4,8 GW), Edison (3,8 GW)	I partecipanti con maggiore capacità assegnata nazionale sono Enel Produzione (11,8 GW), A2A (5 GW), Eni (3,8 GW)

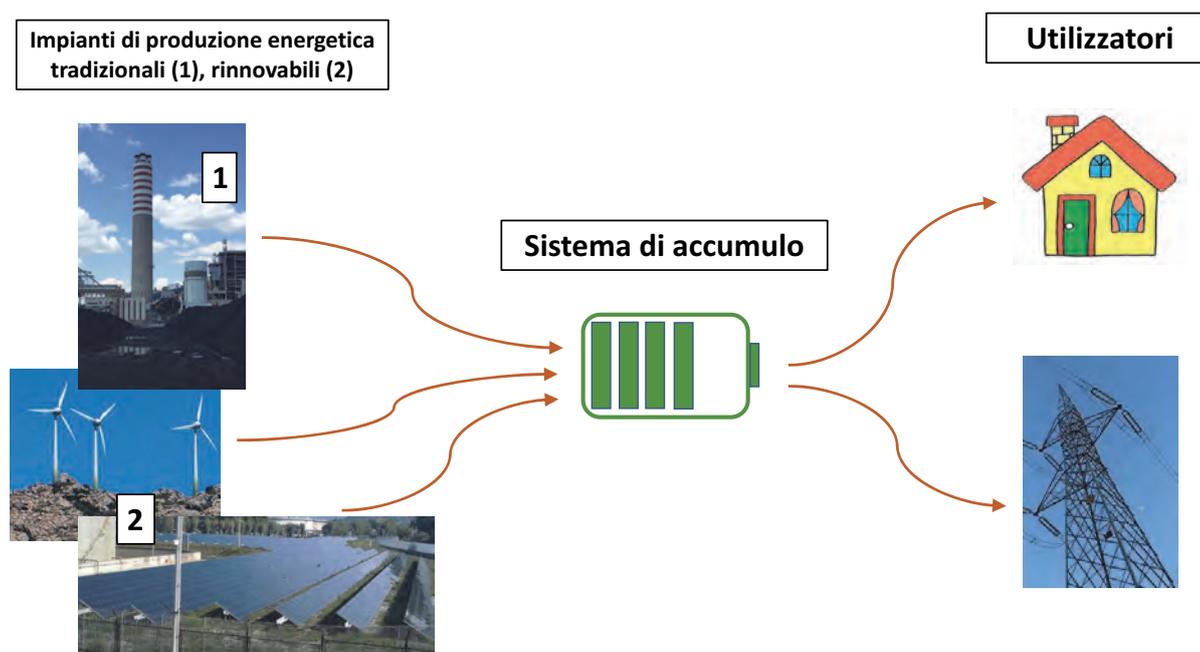


Figura 5 – Processo di accumulo dell'energia

soprattutto in alcune stagioni dell'anno (fotovoltaico, idroelettrico) o con determinate condizioni meteorologiche (eolico). Il ricorso sempre più massiccio a queste forme energetiche, sicuramente più sostenibili ambientalmente, genera problematiche in termini di sicurezza della rete che deve poter in ogni momento contare su una disponibilità di potenza elettrica in grado di coprire il fabbisogno dell'intero Paese. Nasce allora l'esigenza di associare ad impianti di produzione di energia, adeguati sistemi di accumulo, per poter immagazzinare il surplus energetico prodotto nei periodi ottimali e poterlo poi utilizzare per mantenere il livello di fornitura elettrica nei momenti di fermo impianto (Murty, 2017).

Per sistema di accumulo si intende un insieme di dispositivi e apparecchiature funzionale ad assorbire e rilasciare energia elettrica all'occorrenza, in maniera veloce e flessibile, parallelamente all'erogazione proveniente dalla rete. L'energia accumulata da questi sistemi può provenire sia da impianti che utilizzano fonti rinnovabili, che da tradizionali centrali di produzione di energia elettrica a gas, consentendo in entrambi i casi una gestione ottimale nel funzionamento degli impianti. La disponibilità di sistemi di accumulo infatti permette anche alle centrali termoelettriche di lavorare nelle migliori condizioni operative, potendo immagazzinare l'energia eccedente durante i periodi di normale esercizio degli impianti ed evitando di dover ricorrere a continue fasi di avvio e arresto dei grup-

pi, per fronteggiare situazioni di improvvisa richiesta di fornitura di energia elettrica (Fig. 5). Questa possibilità è stata indicata anche da Terna, in qualità di gestore della rete, quale una delle possibili soluzioni per garantire la sostenibilità e l'adeguatezza del sistema elettrico in ogni momento dell'anno.

Per tale motivo molti Gestori italiani di centrali termoelettriche in esercizio, hanno proposto progetti per l'installazione di sistemi di accumulo a batterie, così da permettere ai gruppi di produzione di energia di immettere il surplus energetico prodotto nel sistema di accumulo e poter svolgere così anche un'importante azione di regolazione della rete elettrica. Si tratta per lo più di sistemi di accumulo elettrochimico (BESS: Battery Energy Storage System) che scambiano energia elettrica con l'esterno senza alcuna produzione di emissioni, caratterizzati da prestazioni dinamiche, che rappresentano pertanto una soluzione ideale per l'integrazione e l'utilizzo a fianco degli impianti di produzione energetica sia da fonti rinnovabili che tradizionali a gas.

3. "RISULTATI E DISCUSSIONE"

In Italia, l'avvio delle azioni programmatiche improntate all'attuazione del processo di transizione energetica, che comporterà una sostanziale trasformazione nelle modalità di produzione e distribuzione dell'energia elettrica, si è tradotto in un

grande fermento progettuale, che ha portato gli operatori del settore energetico ad elaborare soluzioni impiantistiche tali da consentire di produrre energia in linea con le indicazioni di decarbonizzazione dettate dalla SEN e dal PNIEC e con le esigenze di mercato regolamentate dal *capacity market*.

In questo ambito molte delle società che operano in Italia nel settore della produzione di energia, hanno presentato al Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare progetti da sottoporre a procedimenti di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) per ottenere l’autorizzazione sia alla realizzazione di nuovi impianti, che alla riconversione di impianti esistenti, rispondenti alle recenti esigenze di carattere ambientale e tecnologico.

Questi progetti riguardano innanzitutto le attuali centrali a carbone, che dovranno cessare l’utilizzo di questo combustibile nel 2025, per le quali sono stati previsti progetti di trasformazione in impianti di ultima generazione alimentati a gas. Attualmente in Italia sono presenti 8 centrali alimentate a carbone in esercizio e per quasi tutte sono stati proposti progetti con assetti futuri che prevedono la sostituzione degli attuali gruppi tradizionali con turbine a gas tecnologicamente avanzate, che garantiscano cioè un funzionamento con elevate prestazioni ambientali e con tempi di entrata in esercizio rapidi (Cafaro *et al.*, 2017). Tali progetti di trasformazione a gas riguardano la maggior parte delle attuali centrali a carbone con le uniche eccezioni rappresentate dalla centrale di Brescia, poiché il gruppo di produzione è di tipo policombustibile e pertanto già in grado di lavorare a gas, e dalle due centrali operanti in Sardegna dato che allo stato attuale l’isola non è raggiunta dalla rete nazio-

nale di distribuzione del metano; questo aspetto potrà rappresentare una reale criticità nel garantire la sicurezza della rete elettrica sarda, nel momento in cui verrà meno il contributo di energia elettrica fornito oggi dagli impianti di combustione a carbone (Tab. 2).

Altre tipologie di progetti presentati riguardano invece la realizzazione di nuovi impianti a gas che come previsto dalla SEN e dal PNIEC dovranno affiancare le fonti rinnovabili nella produzione di energia necessaria a coprire il fabbisogno nazionale, in sostituzione degli impianti tradizionali destinati alla chiusura. Questi nuovi impianti termoelettrici sono pensati per rispondere ai requisiti di flessibilità necessari per garantire la sicurezza e la stabilità della rete elettrica nazionale. Pertanto, non saranno più come in passato impiegati per produrre energia elettrica in maniera continuativa, ma entreranno in esercizio in caso di necessità e richiesta da parte della rete, lavorando per un numero limitato di ore annue, ma assicurando una rapida risposta quando chiamati ad intervenire (Tab. 3).

Si parla in questi casi di impianti *peaker*, impianti cioè pensati per far fronte ai picchi nella richiesta di energia e garantire così il bilanciamento della rete. Sono impianti alimentati a gas naturale con turbine di tipo OCGT (*Open Cycle Gas Turbine*) che producono energia con una tecnologia che consente il raggiungimento di un’elevata efficienza produttiva, con tempi rapidi di entrata in esercizio e una contenuta emissione di inquinanti in atmosfera (Breeze, 2016). In alcuni dei progetti presentati poi, parte dell’alimentazione dell’impianto può avvenire con pannelli fotovoltaici, riducendo ulteriormente l’apporto inquinante nel territorio circostante e rappresentando un esempio di integrazio-

Tabella 2 – Centrali a carbone in Italia: assetti attuali e progetti futuri (fonte dati: MATTM – Portale VAS-VIA-AIA)

Centrali a carbone	Assetto attuale		Progetto di conversione a gas	
	Numero gruppi	Potenza termica (MWt)	Numero gruppi	Potenza termica (MWt)
Torrevaldaliga Nord Civitavecchia (RM)	3	1.420 (ciascuno)	2	1.350 (ciascuno)
Brindisi	4	1.640 (ciascuno)	2	1.350 (ciascuno)
Monfalcone (GO)	2	1 gruppo da 418 1 gruppo da 433	1	1.350
Fusina Porto Marghera – Venezia	4	2 gruppi da 792,8 1 gruppo da 415,2 1 gruppo da 430,8	1	1.350
Lamarmora – Brescia	1	200 (gruppo policombustibile)	-	-
La Spezia	1	1.540	1	1.350
Sulcis – Portoscuso	2	1 gruppo da 800 1 gruppo da 670	-	-
Fiume Santo (SS)	2	800 (ciascuno)	-	-

Tabella 3 – Nuovi progetti di centrali termoelettriche sottoposti a procedimenti di valutazione ambientale di competenza statale (fonte dati: MATTM – Portale VAS-VIA-AIA; aggiornamento maggio 2020)

Progetto	Tipologia progetto
Centrale termoelettrica nel comune di Nave (BS) Impianto <i>peaker</i> per il bilanciamento della rete elettrica	Nuova centrale da 320 MWt
Centrale termoelettrica nel comune di Pace del Mela (ME) Impianto <i>peaker</i> per il bilanciamento della rete elettrica	Nuova centrale da 130 MWt
Modifica della centrale termoelettrica di San Nicola di Melfi (PZ)	Nuova centrale da 185 MWt con motori endotermici (centrale esistente smantellata)
Modifica della centrale termoelettrica di Termoli (CB)	Nuova centrale da 148 MWt con motori endotermici (centrale esistente smantellata)
Centrale termoelettrica di Brindisi Impianto con motori a gas	Nuovi motori endotermici da 301 MWt in sostituzione della centrale esistente
Centrale termoelettrica di San Filippo del Mela (ME) Installazione di un nuovo ciclo combinato a gas	Rifacimento della centrale esistente con una nuova unità da 1369 MWt
Centrale termoelettrica di Tavazzano con Villavesco e Montanaso Lombardo (LO) Realizzazione di un nuovo ciclo combinato	Nuovo gruppo da 1350 MWt in sostituzione dell'esistente da 800 MWt
Centrale termoelettrica di Bertinico e Turano Lodigiano (LO) Impianto <i>peaker</i> per il bilanciamento della rete elettrica	Nuova centrale da 739 MWt
Centrale termoelettrica di Cassano d'Adda (MI) Realizzazione impianto con motori a gas	Aggiunta di 224 MWt con motori endotermici
Centrale termoelettrica di Cassano d'Adda (MI) Upgrade delle turbine a gas	Sostituzione di parti dell'esistente centrale da 1357 MWt con incremento potenza di 125 MWt
Centrale termoelettrica di Chivasso (TO) Upgrade delle turbine a gas	Sostituzione di parti dell'esistente centrale da 2078 MWt con incremento potenza di 88 MWt
Centrale termoelettrica di Sermide (MN) Upgrade delle turbine a gas	Sostituzione di parti dell'esistente centrale da 2052 MWt con incremento potenza di 105 MWt
Centrale termoelettrica di Piacenza Upgrade delle turbine a gas	Sostituzione di parti dell'esistente centrale da 1536 MWt con incremento potenza di 119 MWt
Centrale termoelettrica di Ravenna Sostituzione del ciclo combinato con nuovi turbogeneratori	Sostituzione gruppi da 395 MWt con nuovi gruppi da 325 MWt
Centrale termoelettrica di Larino (CB) Progetto di rifacimento di due unità di produzione	Sostituzione di 2 gruppi da 860 MWt con gruppi da 820 MWt
Centrale termoelettrica di Termini Imerese (PA) Progetto di rifacimento di due unità di produzione	Sostituzione di 2 gruppi esistenti da 860 MWt con gruppi da 820 MWt
Centrale termoelettrica di Rossano di Corigliano-Rossano (CS) Progetto di rifacimento di due unità di produzione	Sostituzione di 2 gruppi esistenti da 860 MWt con gruppi da 820 MWt
Centrale termoelettrica di Montalto di Castro (VT) Progetto di rifacimento di quattro unità di produzione	Sostituzione di 4 gruppi esistenti da 1720 MWt con gruppi da 1640 MWt
Impianto di produzione di energia elettrica di Monopoli (BA) Progetto di conversione a gas naturale	Sostituzione gruppi esistenti da 297 MWt con gruppi da 300 MWt con motori endotermici
Impianto di produzione di energia elettrica di Molfetta (BA) Progetto di conversione a gas naturale	Conversione esistente centrale a oli e grassi vegetali da 84,6 MWt a centrale a gas da 85,9 MWt con motori endotermici
Centrale termoelettrica di Trieste Progetto di rifacimento di una unità di produzione	Sostituzione di un gruppo da 380 MWt con un gruppo da 220 MWt
Centrale termoelettrica di Porto Marghera – Venezia Progetto di rifacimento della centrale	Nuova centrale da 1262 MWt in sostituzione della esistente da 1455 MWt
Centrale termoelettrica di Presenzano (CE)	Nuova centrale da 1244 MWt
Centrale termoelettrica di Gorizia	Nuova centrale da 148 MWt
Centrale termoelettrica di Greve in Chianti (FI)	Nuova centrale da 148 MWt con motori endotermici

Tabella 4 – Capacità assegnata per area geografica (fonte dati: TERNA)

Distribuzione geografica	Prima asta 2022 – 6/11/2019		Seconda asta 2023 – 28/11/2019	
	Capacità assegnata esistente (MW)	Capacità assegnata nuova (MW)	Capacità assegnata esistente (MW)	Capacità assegnata nuova (MW)
Calabria	3.185	0	2.891	0
Centro Nord	1.272	49	1.308	65
Centro Sud	4.233	305	4.651	804
Sardegna	144	0	155	0
Sicilia	1.878	53	1.797	342
Nord	21.465	1.276	21.284	2.631
Sud	2.581	84	2.927	162
Totale	34.758	1.767	35.013	4.004

ne tra gli impianti di combustione e quelli che utilizzano energie rinnovabili.

I progetti riportati nelle precedenti tabelle, per i quali sono stati conclusi o sono tutt'ora in corso i procedimenti di valutazione ambientale per autorizzarne la realizzazione, e che dovranno acquisire successivamente anche le relative autorizzazioni all'esercizio, corrispondono in gran parte agli impianti risultati assegnatari di una porzione della capacità messa all'asta nell'ambito del mercato della capacità, dato che uno dei presupposti per ottenere i premi di valorizzazione messi a disposizione, è che i progetti presentati ottengano le necessarie autorizzazioni, entro il 30/06/2020 per la prima asta con consegna 2022, ed entro il 31/12/2020 per la seconda con consegna prevista per il 2023 (Tab. 4). In caso di mancato rispetto di questa *deadline* decade il diritto di usufruire delle condizioni economiche proposte da TERNA nell'ambito del mercato delle capacità.

Una rappresentazione su mappa, ottenuta riportando la dislocazione geografica dei progetti presentati per la VIA e le aree geografiche oggetto di assegnazioni della capacità messa a disposizione nelle 2 aste condotte, mostra che la maggior parte dei progetti sono localizzati nelle regioni settentrionali, ma tutto il Paese sarà interessato dalla realizzazione di impianti nuovi o dalla trasformazione degli esistenti, per rendere più efficiente e performante il settore energetico italiano. Anche le principali realtà industriali del sud Italia infatti saranno interessate da interventi di conversione degli impianti esistenti, cui si aggiungerà la costruzione di nuove centrali a gas, in modo tale da garantire una certa autonomia nel settore energetico di questa parte di Italia, compresa anche la regione Sicilia (Fig. 6). Rimane invece la criticità rappresentata dalla Sardegna dato che, non essendo ancora stato effettuato l'al-

lacciamento alla rete nazionale di distribuzione del metano, non ha potuto prendere parte alle assegnazioni del *capacity market* per nuovi progetti. Il suo futuro in termini energetici rimane pertanto condizionato dalla realizzazione di opere infrastrutturali quali una nuova interconnessione elettrica con il continente e la realizzazione di una rete di depositi costieri di gas naturale liquefatto (GNL), da cui poi il gas potrebbe essere utilizzato per la necessaria produzione di energia elettrica. Questi progetti rappresentano nel breve periodo il presupposto imprescindibile per superare l'indispensabilità ad oggi rappre-



Figura 6 – Raffronto tra la dislocazione sul territorio nazionale dei Procedimenti VIA in corso/conclusi ed i settori geografici individuati per le assegnazioni del capacity market (fonte dati: MATTM – Portale VAS-VIA-AIA e TERNA)

Tabella 5 – Stato di autorizzazione degli interventi infrastrutturali previsti dalla SEN (fonte dati: MATTM Portale VAS-VIA-AIA)

	Allegato III SEN	Stato progetto sottoposto a valutazione ambientale (VIA/Verifica assoggettabilità) Aggiornato al 20/02/2020	
1	Rimozione limitazioni centro nord – centro sud	-	-
2	Elettrodotto a 380 kV Calenzano – Colunga	Nuovo elettrodotto a 380 kV tra Colunga e la stazione elettrica di Calenzano ed opere connesse	Concluso Decreto di esclusione dalla VIA n. 153 del 22/05/2017
3	Elettrodotto 400 kV Foggia – Villanova	Elettrodotto aereo a 380 kV doppia terna “Gissi-Larino-Foggia”	In corso
		Elettrodotto a 380 kV in doppia terna, “Villanova-Gissi” ed opere connesse	Concluso Decreto VIA n. 510 del 13/09/2011
4	Elettrodotto 400 kV Deliceto – Bisaccia	Elettrodotto 380 kV Bisaccia-Deliceto	Concluso Decreto VIA n. 168 del 6/08/2015
5	Elettrodotto 400 kV Montecorvino – Avellino – Benevento	Elettrodotto a 380 kV in doppia terna “Montecorvino-Avellino Nord” e razionalizzazione della rete AT nelle province di Avellino e Salerno	Archiviato per mancanza di adeguata documentazione progettuale
6	Riassetto rete nord Calabria	Razionalizzazione della rete ad alta tensione ricadente nell’area del Parco del Pollino	In corso
7	Elettrodotto 400 kV tra Milano e Brescia	Riqualificazione a 380 KV dell’elettrodotto aereo “Cassano Ric. Ovest Brescia” nella tratta compresa tra le stazioni elettriche di Cassano D’Adda e Chiari ed opere connesse Province: Brescia, Milano, Bergamo	Concluso Decreto VIA n. 46 del 19/02/2018
8	Razionalizzazione rete media valle del Piave	Razionalizzazione e sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) nella media valle del Piave	Concluso Decreto VIA n. 93 del 14/03/2018
9	Elettrodotto a 400 kV Paternò – Pantano – Priolo	Elettrodotto a 380 kV in singola terna “Paternò-Priolo”	Concluso Decreto VIA n. 352 del 28/11/2013
10	Elettrodotto 400 kV Chiaramonte Gulfi – Ciminna	Elettrodotto 380kV doppia terna “Chiaramonte Gulfi – Ciminna”	In corso
11	Elettrodotto 150 kV Santa Teresa – Buddusò	Elettrodotto a 150 kV Santa Teresa – Buddusò	In corso
12	Interconnessione HVDC Sardegna Corsica Italia	SA.CO.I.3 – Rinnovo e potenziamento del collegamento HVDC Sardegna-Corsica-Italia (opere in territorio italiano)	In corso
13	Stazione 400 kV di Mese	Collegamento elettrico transfrontaliero CH-IT Castasegna – Mese e opere elettriche RTN connesse, per le sole Opere RTN di competenza Terna	In corso
14	Elettrodotto 220 kV Premadio – Glorenza – Cesano	Interramento parziale 220 kV Glorenza-Tirano-Premadio (è l’interramento di un’opera esistente)	Concluso
15	Riassetto Trentino Alto Adige	-	-
16	Elettrodotto a 400 kV Altomonte – Laino	Nuovo Elettrodotto a 380 kV tra il sostegno 90 della linea esistente Laino – Rossano 1 e l’esistente Stazione Elettrica di Altomonte	Archiviato su richiesta del proponente
17	Sviluppo rete primaria 400-220 kV (Sicilia)	-	-
18	Elettrodotto 400 kV Raddoppio Brindisi	Decreto MISE + MATTM (Direzione RIN) n. 239 di ottobre 2018 per il rilascio dell’autorizzazione alla costruzione ed esercizio del collegamento in cavo 380 kV dalla stazione elettrica della centrale di Brindisi Enipower all’elettrodotto aereo 380 kV centrale di Brindisi Nord – Brindisi Pignicelle	-
19	Compensatori per 500 MVAR (Sardegna)	-	-
20	Compensatori per 1250 MVAR (Sud)	-	-
21	Compensatori per 250 MVAR (Centro Sud)	-	-

sentata dal carbone in Sardegna, che alimenta ancora 2 centrali termoelettriche collocate una nella parte sud e una nella parte nord dell'isola e che rappresentano la principale fonte di produzione energetica sarda con una potenza totale installata di 3.070 MWt.

Ma la Sardegna potrebbe non essere l'unica area ad avere problemi nell'attuazione del processo di decarbonizzazione, a causa della mancata realizzazione di opere infrastrutturali necessarie per il trasferimento rapido dell'energia dal luogo di produzione o accumulo fino agli utilizzatori. Già con il documento di Strategia Energetica Nazionale del 2017 erano stati individuati specifici interventi da realizzare come presupposto base per poter dare attuazione alla fase di sostituzione delle centrali a carbone con impianti a gas o a fonti rinnovabili, interventi che però in qualche caso hanno ancora in corso l'iter di autorizzazione necessario per poter cominciare la realizzazione dell'opera. Nella Tabella 5 è riportato un incrocio tra l'allegato III della SEN, che elenca gli interventi necessari sulla rete di trasmissione nazionale, con lo stato dell'iter autorizzativo in materia di valutazione ambientale, ricavato dai dati pubblicati sul portale dedicato del Ministero dell'Ambiente (<https://va.minambiente.it>), per quegli interventi che necessitano di una valutazione ambientale preliminare per poter essere realizzati (aggiornamento: febbraio 2020).

I dati riportati, sia in termini numerici che di capacità assegnata, mostrano come l'attuazione delle procedure di trasformazione del mercato energetico abbia avuto una larga partecipazione, tutti i principali operatori del settore hanno presentato progetti per nuovi impianti e/o per l'adeguamento degli esistenti, con un'ampia distribuzione territoriale delle proposte avanzate.

Il mercato delle capacità si conferma quindi essere uno strumento fondamentale per il raggiungimento degli obiettivi di *phase out* dal carbone posti dalla SEN prima, dal PNIEC successivamente, e di integrazione della capacità elettrica prodotta con impianti di combustione, con quella prodotta con fonti rinnovabili. Tale meccanismo dovrà essere supportato dall'utilizzo di nuovi sistemi di accumulo che immagazzineranno il surplus energetico prodotto soprattutto dalle energie rinnovabili non programmabili, ma anche dalle centrali termoelettriche nei periodi di maggior esercizio, per utilizzarlo e immetterlo nella rete nei periodi di maggior consumo assicurando così sempre una scorta energetica che soddisfi il fab-

bisogno del Paese. Sebbene anche per tali sistemi di accumulo di energia, così come per gli impianti che saranno alimentati con energie rinnovabili, sono in fase di progettazione e attuazione molti specifici progetti, per essi non è stato possibile estrapolare una rassegna dettagliata degli interventi in fase di autorizzazione e realizzazione, in quanto, in questi casi, anche a causa delle ridotte potenze in gioco e delle diverse Autorità competenti coinvolte, gli iter autorizzativi seguono percorsi definiti spesso a livello regionale e locale, che non consentono pertanto di pervenire in maniera esaustiva ed univoca ad un censimento completo e codificato.

Fondamentale sarà però la sinergia che si dovrà innescare nel sistema di produzione e accumulo di energia che potrà funzionare a regime ed essere realmente autosufficiente soltanto nel momento in cui verranno realizzati anche tutti gli interventi infrastrutturali previsti, in modo tale da garantire il collegamento e la connessione di tutta la rete elettrica italiana e la totale copertura di tutte le zone del Paese.

4. CONCLUSIONI

Circa il 26% della generazione di energia elettrica a livello globale alla fine del 2018 è stata prodotta da fonti rinnovabili (Renewables 2019). Questo dato percentuale è destinato ad aumentare di anno in anno, per tragguardare gli obiettivi fissati a livello mondiale in termini di riduzione delle emissioni di gas climalteranti in atmosfera, dato che le fonti rinnovabili dovranno nel prossimo futuro sostituire nel settore della produzione energetica gli impianti tradizionali che utilizzano combustibili fossili.

Anche l'Italia, in linea con gli altri paesi europei e mondiali, sta modificando l'impostazione del proprio settore energetico, promuovendo ed incentivando forme di produzione di energia che siano ambientalmente più sostenibili e che ricorrano sempre meno all'utilizzo di risorse fossili; in anticipo rispetto agli altri paesi europei, nei documenti di programmazione energetica italiani è stata fissata al 2025 la data entro cui attuare il completo *phase out* dal carbone come combustibile per la produzione di energia. Questo comporterà una radicale trasformazione nel sistema di produzione energetica italiana, ancora oggi fortemente caratterizzato dalla presenza di centrali di tipo tradizionale: impianti in genere di considerevoli dimensioni, nati per produrre grandi quantitativi di ener-

gia e pensati per lavorare in modo continuo durante tutto l'arco dell'anno, così da soddisfare una richiesta più o meno costante di energia da immettere nella rete nazionale. Con il progressivo sviluppo delle energie rinnovabili, cambiano le esigenze del mercato energetico, poiché l'utilizzo massiccio di fonti rinnovabili porta ad una significativa discontinuità nella produzione energetica, insita nella natura non programmabile e non prevedibile di queste risorse naturali. Gli impianti di combustione in questo contesto dovranno sopperire alle carenze che possono verificarsi con l'uso delle rinnovabili e avere quindi caratteristiche di flessibilità e adattabilità alle esigenze della rete elettrica. Ciò significa che i nuovi impianti a gas che verranno realizzati/gestiti in Italia nei prossimi anni, al contrario di quanto avvenuto fino ad ora, dovranno essere progettati per entrare in esercizio per un numero limitato di ore nell'arco dell'anno, per far fronte alle richieste del mercato elettrico nei momenti di picco dei consumi energetici e dovranno in tali casi dare una risposta rapida, entrando in funzione con ridotti tempi di avvio degli impianti e garantire al contempo elevati livelli prestazionali in termini di efficienza energetica e di contenimento delle emissioni inquinanti.

Questa è la sfida che il settore energetico italiano dovrà affrontare nei prossimi anni per riuscire a dare piena attuazione all'obiettivo di transizione ecologica che riguarda tutti i settori produttivi, ma che nel caso della produzione di energia elettrica rappresenta un punto di rottura e di importante cambiamento con il recente passato; tale processo, ormai avviato, considerati i tempi contingentati previsti per la sua attuazione, dovrà essere supportato da procedure autorizzative, sia per la realizzazione delle opere e delle infrastrutture, che per l'esercizio delle stesse, che contribuiscano a facilitare e non ad ostacolare l'epocale transizione ambientale ed energetica in atto.

Tale sfida si presenta ancora più ambiziosa alla luce delle recenti proposte di *European Green Deal* e *Climate Law*, entrambe in via di definizione, nonchè nei nuovi target al 2030-2050 che a livello europeo saranno imposti per il settore energetico.

5. RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI

- Breeze P. (2016) Gas-fired Power Generation Technology. *Gas-Turbine Power Generation* 3: 21-29.
- Cafaro C., Ceci P., Cola B., et al. (2015) IPPC Evoluzione normativa e attuazione. Ariccia (Roma): Aracne Editrice S.r.l.
- Cafaro C., Mazziotti C. (2017) Centrali a carbone in Italia tra passato e futuro. *Ingegneria dell'Ambiente* 4: 303-312.
- Clean energy for all Europeans package. Disponibile su: https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans_en
- Commissione Europea – (2018) In-depth analysis in support of the commission communication com (2018) 773. Disponibile su: https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/docs/pages/com_2018_733_analysis_in_support_en_0.pdf
- Environmental Protection Agency (2020) Inventory of U.S. Greenhouse Gas Emissions and Sinks. Disponibile su: www.epa.gov/sites/production/files/2020-04/documents/us-ghg-inventory-2020-main-text.pdf
- Global Carbon Project – Carbon Budget 2019. Disponibile su: www.globalcarbonproject.org/carbonbudget/index.htm
- Global Energy Monitor – Global Coal Plant Tracker. Disponibile su: <https://globalenergymonitor.org/>
- IEA – International Energy Agency (2020) Electricity. Disponibile su: www.iea.org/fuels-and-technologies/electricity
- IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change, Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change, Chapter 7 – Energy Systems.
- ISPRA – (2019) Fattori di emissione atmosferica di gas a effetto serra nel settore elettrico nazionale e nei principali Paesi Europei. Disponibile su: www.isprambiente.gov.it/files/2019/pubblicazioni/rapporti/R_303_19_gas_serra_settore_elettrico.pdf
- MATTM – Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare. Portale VAS-VIA-AIA Disponibile su: <https://va.minambiente.it>
- MISE – Ministero dello sviluppo economico. (2017) Strategia Energetica Nazionale. Disponibile su: www.mise.gov.it/images/stories/documenti/Testo-integrale-SEN-2017.pdf
- MISE – Ministero dello sviluppo economico. (2020) Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima. Disponibile su: www.mise.gov.it/index.php/it/198-notizie-stampa/2040668-pniec2030.
- Murty P.S.R. (2017) Renewable Energy Sources. *Electrical Power Systems* 24: 783-800.
- Renewables 2019 – Global Status Report. Disponibile su: www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/gsr_2019_full_report_en.pdf
- TERNA – Progetti Pilota di Accumulo. Disponibile su: www.terna.it/it/sistema-elettrico/innovazione-sistema/progetti-pilota-accumulo
- TERNA – Mercato della capacità. Rendiconto degli esiti Asta Madre 2022 e 2023. Disponibile su: www.terna.it/it/sistema-elettrico/pubblicazioni/news-operatori/dettaglio-rendiconto-Asta-capacity-market-2022
- www.terna.it/it/sistema-elettrico/pubblicazioni/news-operatori/dettaglio-rendiconto-asta-capacity-market-2023
- UNFCCC – United Nations Climate Change – The Paris Agreement. Disponibile su: <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement>



INGEGNERIA DELL'AMBIENTE

per il 2020 è sostenuta da:



better together



INGEGNERIA
DELL'AMBIENTE



N. 2/2020

