

La via italiana alla transizione. Per una Italia a tutto gas?

Franco Padella

Per il lettore

- La dismissione delle centrali a carbone nel 2025 porrà finalmente termine ad un modo di produzione di energia elettrica dannosa per l'ambiente e per i territori dove sono ubicati gli impianti.
- In un quadro europeo che si avvia ad essere motore di una riconversione ambientalmente sostenibile, l'Italia continua ad investire sul gas naturale, combustibile fossile e a sua volta fortemente climalterante.
- Ma quali sono i meccanismi con cui è possibile prevedere l'installazione di nuovi impianti a gas? È davvero per convenienza economica che si vuole produrre corrente elettrica a gas o c'è un incentivo pubblico a rendere gli impianti forzatamente convenienti, così da mantenere in vita un combustibile altrimenti progressivamente in via di estinzione?
- Al di là di quanto pubblicamente detto sembra esserci una attenzione particolare a supporto del gas, il cui utilizzo massivo porta con sé anche il mantenimento di un sistema elettrico centralizzato e verticale. Questo in un momento nel quale l'evolversi delle tecnologie, nonché le necessità di riconversione sostenibile del sistema produttivo, renderebbero efficaci modalità di produzione ed utilizzo dell'energia decentralizzate e basate sulle comunità, con il vantaggio non secondario della possibilità di utilizzare la transizione per il recupero dei territori finora asserviti alla produzione fossile.

Introduzione

Per il 2025 è prevista in Italia la dismissione delle centrali a carbone. Decisione condivisibile e coerente con l'abbattimento delle emissioni di CO₂ del 55% nel 2030 (rispetto al 1990) e con la piena decarbonizzazione al

2050, secondo quanto già deciso in sede europea. Meno nota è la volontà del Paese di operare la fuoriuscita dal carbone attraverso la costruzione di nuove centrali alimentate a gas naturale, con buona pace dei bisogni del pianeta. Sul piano dell'inquinamento ambientale, infatti, i vantaggi appaiono tali solo considerando le emissioni derivanti dalla combustione, ma vengono a cadere mettendo in conto anche le consistenti (ed omesse) fughe di filiera del gas, di per sé fortemente climalterante.

E per di più, l'installazione delle centrali a gas nei luoghi liberati dal carbone oltre al danno della persistente servitù porta la beffa di una decimazione occupazionale.

Il percorso di una transizione ecologica a tutto gas, sommessamente avviato dal ministro dello sviluppo economico Di Maio nel 2019, è oggi esplicitamente presentato come virtuoso dal ministro "tecnico" della transizione ecologica Roberto Cingolani, che delinea una persistenza del fossile fino alla soglia del 2050. Ma serve veramente questo gas? Proviamo a vedere un po' in dettaglio.

Senza carbone, ma con nuovo gas

La Comunità Europea prevede che ogni paese definisca un documento pluriennale di programmazione energetica-ambientale, chiamato Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC). In tale documento è prevista la dismissione dei siti di produzione termoelettrica alimentati a carbone. Si tratta di 8 centrali: Monfalcone, Brescia, Fusina, La Spezia, Torrevaldaliga Nord, Brindisi Sud, Sulcis e Fiumesanto. In figura 1, dove sono riportate le capacità produttive e l'energia prodotta in Italia del 2019, possiamo vedere che il carbone rappresenta il 6,7% del totale della capacità e il 9% della produzione elettrica nel 2019.

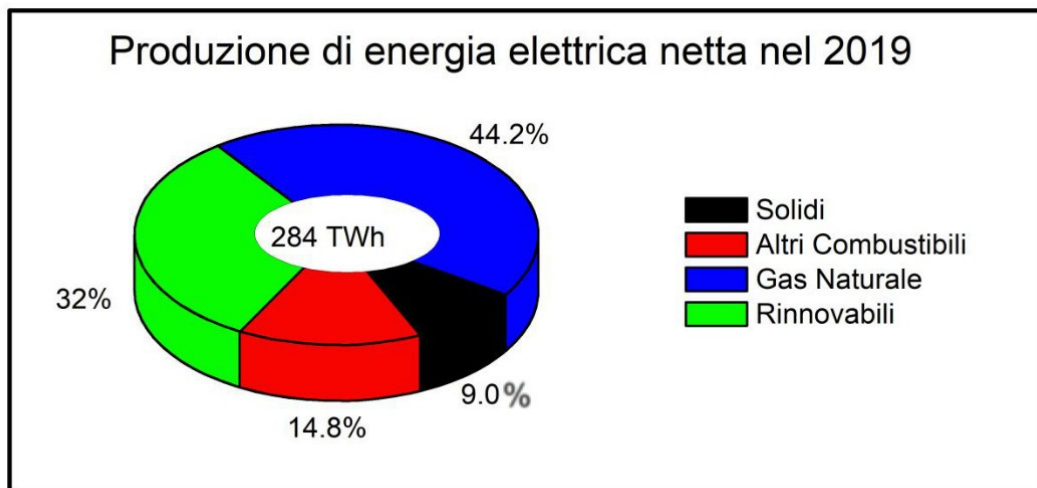
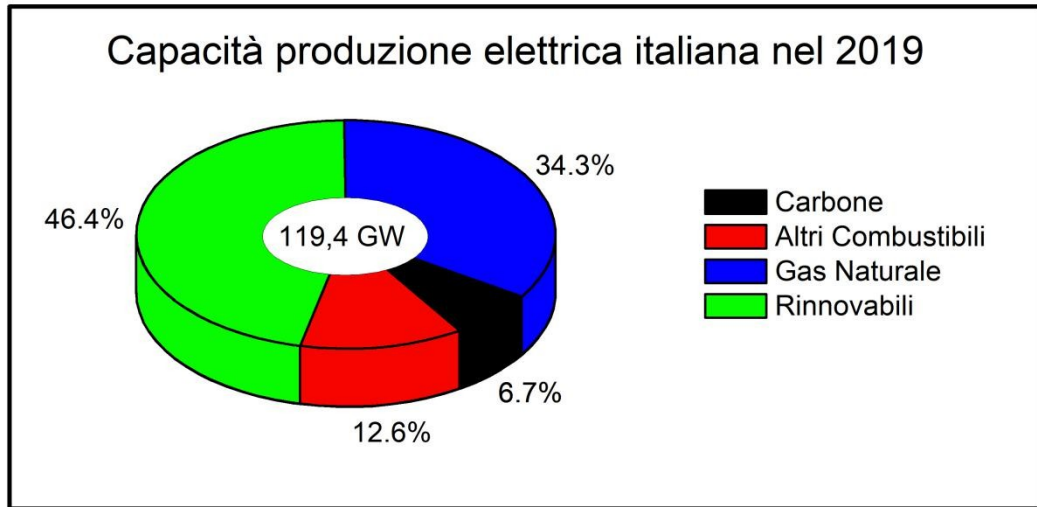


Figura 1. In alto: capacità impiantistica nella produzione di energia nel sistema elettrico italiano nel 2019. La potenza installata consiste in 64 GW termoelettrici, della quali 7,9 derivante da combustione del carbone, 41 da gas naturale e 15,1 da altri combustibili. Il contributo delle rinnovabili è pari a 55,4 GW, per un totale di 119,4 GW.

In basso: Energia elettrica netta (ai morsetti in uscita di impianto) erogata nel 2019. Il sistema ha erogato 25,6 TWh di energia elettrica prodotta da combustibili solidi, 125,5 TWh da gas naturale, 41,9 da altri combustibili. Il contributo delle fonti rinnovabili è stato 91 TWh, per un totale di 284 TWh. Complessivamente il sistema di produzione elettrico ha lavorato a circa un terzo delle sue capacità massime. (Elaborazione da dati Terna).

Per sopperire al mancato apporto del carbone, il PNIEC vigente (approvato nel 2019 e già superato dalle nuove decisioni comunitarie) dichiara la necessità di 3 GW di nuova capacità produttiva alimentata a gas, di cui almeno 1,5 GW derivanti da centrali turbogas ciclo aperto (Open Cycle Gas Turbine, OCGT) e il residuo da tecnologia a ciclo combinato (Combined Cycle Gas Turbine, CCGT)¹.

La costante e forte diminuzione dei costi di investimento delle rinnovabili fa sì che venga costantemente incrementata la potenza rinnovabile installata. Questo sta portando a un decremento costante del prezzo dell'energia elettrica, al punto da rendere poco competitive tutte le centrali fossili, anche quelle a ciclo combinato, più efficienti delle altre. In questo quadro generale un'analisi razionale delle convenienze di mercato porterebbe a mettere in discussione la reale possibilità di immettere 3 GW di nuova capacità produttiva alimentata a gas in “sostituzione” di 7,9 GW a carbone. Tale installazione, già fuori mercato, e incoerente con le ambizioni europee sembrerebbe essere una necessità marginale e poco realizzabile nel percorso complessivo disegnato da un PNIEC pure insufficiente e superato dagli eventi. Ma qui subentra la parte meno esposta e visibile della “via italiana alla transizione”, il meccanismo che il paese ha adottato per l'acquisto della corrente programmabile.

¹ Le centrali a ciclo aperto OCGT sono molto economiche nella costruzione, essendo fondamentalmente basate su dei semplici motori a turbina del tutto simili a motori di aereo. Al contempo hanno costi di esercizio ed emissioni climalteranti relativamente elevati a causa delle minori efficienze energetiche rispetto alle centrali a ciclo combinato CCGT. Queste ultime, affiancano al sistema a turboreattore, un sistema a turbina alimentato a vapore, che sfrutta il calore residuo dei gas di scarico. A differenza delle CCGT, le OCGT sono molto veloci ad andare in potenza, e quindi in grado di immettere la corrente generata in rete velocemente al bisogno. In ultima analisi sono appositamente pensate per operare poche ore annue, ad inseguimento della richiesta della rete. In un sistema di rete ad alta frazione di fonti rinnovabili discontinue non è inusuale che vi sia necessità di immettere in rete elettricità in maniera programmata.

Il Capacity Market

Come abbiamo detto, l'acquisto di corrente elettrica in un mercato con una grande e progressivamente maggiore frazione di energia rinnovabile, non appare in grado di remunerare in misura sufficiente la produzione da impianti termoelettrici. Infatti gli impianti termoelettrici tradizionali lavorano ben al di sotto della loro capacità operativa e questo li porta facilmente fuori mercato. Tuttavia, in ogni sistema elettrico, è necessaria la presenza di corrente programmabile, per garantire la quale si sviluppano meccanismi in grado di remunerare la disponibilità di potenza anche in caso di mancata erogazione elettrica effettiva. Tale meccanismo si chiama Capacity Market e, come si intuisce, può essere implementato in diverse modalità operative.

L'Italia, unica in Europa insieme alla Polonia, ha implementato un meccanismo che sembra fatto apposta per finanziare l'installazione di nuova capacità termoelettrica, anche a scapito di quella preesistente. Terna, che è l'ente distributore, determina la necessità di potenza stimata per le annualità di riferimento e sulla base di tali necessità mette all'asta il pagamento della disponibilità di potenza. Fino a qui il boccone amaro da mandar giù appare "semplicemente" l'utilizzo del fossile. Ma a questo punto emerge il vero *punctum dolens*: la base d'asta per l'acquisto di capacità produttiva è di 75.000 € per MW se la generazione è da nuove centrali e molto meno della metà in caso di impianti preesistenti. Non basta. I contratti per nuovi impianti sono di durata quindicennale, mentre la disponibilità proveniente da impianti già esistenti viene contrattualizzata per tre anni. Nei fatti è un potente incentivo a costruire nuove centrali, specie quelle con minore costo di investimento a parità di potenza. Centrali turbogas prevalentemente a ciclo aperto, che costano poco, presumibilmente verranno usate poco, e al contempo saranno pagate tanto, garantendo un guadagno anche per la loro sola presenza.

Ad oggi sono state già eseguite due aste, relative al 2022 e al 2023. In tali occasioni per il 2022 sono state assegnati 1,77 GW di nuova capacità, mentre per il 2023 ne sono stati assegnati 4, per un totale pari a già 5,77 GW, ben di più dai 3 complessivi previsti dal PNIEC. E siamo soltanto al primo atto. I percorsi autorizzativi per ulteriori nuove centrali stanno andando avanti, per un totale previsto di nuovo installato di ben 14 GW. Messa così la cosa assume ben altro rilievo, anche rispetto a un PNIEC già

obsoleto. A dispetto della dichiarata fuoriuscita dai fossili si finanziano con i costi fissi in bolletta tra i 10 e i 15 miliardi di euro in 15 anni per nuove centrali a gas.

Non sembra volerci un acume particolare per vedere come tutto ciò mascheri l'intenzione di stabilizzare l'utilizzo del gas per i prossimi 10-15 anni, anche a dispetto della sua mancanza di convenienza sul piano economico: secondo [Carbon Tracker](#) "impiegando capitali in nuove centrali a gas, gli investitori si espongono al rischio di attivi non recuperabili (i cosiddetti 'stranded asset') per un valore di 11 miliardi di euro". Ma questo problema, per le utilities italiane non esiste, essendo i costi delle centrali ampiamente ripagati dall'utenza, in una maniera nascosta, fuori dalla visibilità e dalla discussione pubblica. E poi, naturalmente, c'è il profilo ambientale: sempre secondo Carbon Tracker, "si stima che scegliendo energia pulita rispetto a quella ottenibile con le centrali a gas, le riduzioni annuali delle emissioni (in Italia, ndr) saranno pari a 18 milioni di tonnellate di CO₂, equivalenti al 6% delle emissioni totali nel 2019".

E allora, ci si può chiedere: ma i soldi che stiamo regalando alla permanenza di un gas del passato, insieme a soldi che ogni anno immettiamo nel sistema fossile (più di 20 miliardi/anno secondo Legambiente) non potrebbero essere utilizzati meglio, per esempio per lo sviluppo della tecnologia eolica galleggiante, adatta al Mediterraneo e perfettamente in grado di garantire un carico base 24 ore/giorno, affiancando a essa sistemi programmabili di fonti rinnovabili per i carichi di picco? Vedremo meglio dopo. Qui basti notare che nelle sue prime mosse il Ministero della Transizione Ecologia, sembra propenso a far apparire come necessari e coerenti cambiamenti che tali non sono, dichiarando la necessità di rivedere il PNIEC e però, contemporaneamente e imperturbabilmente, dichiara anche quella di proseguire l'implementazione del Capacity Market. A tutto gas, naturalmente. Roberto Cingolani è un "tecnico", cosa che oggi viene spacciata quale unica modalità di gestione dell'esistente. Ci sarebbe da dire più di una cosa dal governo dei "tecnici", ma pur accettando l'ipotesi, siamo proprio sicuri che il ministro segua una logica tecnica?

Servono le nuove centrali a gas?

Sono due le domande cui bisogna dare risposta riguardo alla installazione di nuove centrali:

- 1) l'eliminazione del carbone provoca un ammanco energetico al paese?
- 2) esistono condizioni di picco tali per cui a un dato istante di tempo la potenza immessa in rete non è sufficiente a coprire la richiesta energetica dell'utenza?

Vediamo il primo punto. Nel 2019 le centrali a carbone hanno prodotto 25.600 GWh di energia pari a una frazione del 9% del totale. Nello stesso anno il sistema elettrico nazionale ha mediamente lavorato per circa 1/3 della propria capacità produttiva. Ipotizzando di utilizzare a fianco delle rinnovabili solo le centrali a gas già esistenti, il semplice e momentaneo incremento delle ore di funzionamento delle stesse, portandole al 50-55% della loro capacità, produrrebbe una quantità di energia elettrica sufficiente a coprire l'intero fabbisogno non rinnovabile del sistema, sia come registrato nei consumi nel 2019 che come delineato in proiezione al 2030 dal PNIEC. Questo, è da sottolineare, in un quadro che vedrà comunque il progressivo abbattimento del fabbisogno fossile, con centrali via via rese obsolete e fuori mercato dall'incremento dell'installato rinnovabile. Non esiste, quindi, un problema di insufficienza nella produzione di energia dovuta a insufficienza di produzione elettrica degli impianti installati.

Passiamo ora ad analizzare la seconda domanda. Per loro natura le tecnologie fotovoltaiche ed eoliche producono corrente in modalità non programmata, soggetta a oscillazioni sia su base giornaliera che stagionale. Sul lato dell'utenza, anche i consumi istantanei di energia elettrica subiscono oscillazioni su base giornaliera e stagionale e, per nostra sfortuna, le oscillazioni di produzione e quelle di consumo il più delle volte non coincidono. Per questo motivo è necessario avere "riserve di energia" pronte a essere immesse nella rete. Da questo punto di vista, accendere una centrale turbogas "a inseguimento" significa immettere nel sistema una "riserva di energia". Ma esistono, ben note, fonti "rinnovabili programmabili" per le quali l'Italia è stata leader mondiale. Si tratta delle fonti idroelettriche, non soltanto quelle più note a flusso continuo, già incluse nel mix elettrico, ma anche e soprattutto, nel contesto di questo articolo, quelle derivanti dai cosiddetti "pompaggi idroelettrici". Il semplice pompaggio di acqua da un

bacino a livello inferiore verso un bacino a livello superiore rappresenta un modo semplice ed estremamente efficace di ottenere riserve di energia rinnovabile programmabile².

Come per tutti gli accumuli energetici, il sistema viene “caricato” quando l’energia è in sovrabbondanza e “scaricato” quanto c’è richiesta di energia, erogando corrente. Da un punto di vista economico questo ciclo carico-scarico produce reddito quando l’introito ottenuto nella vendita è tra il 25% e il 30% maggiore del costo di accumulo tramite pompaggio. In un mercato a forte presenza di rinnovabili i prezzi netti dell’energia sono bassi, e il margine economico atteso può essere minore del 25-30%. Se il sistema di pompaggi è monopolisticamente in mano a un operatore che sia anche produttore oligopolista di elettricità da combustibili fossili, quest’ultimo trova conveniente utilizzare il gas, il che spiega il grave sottoutilizzo dei pompaggi nel sistema italiano (vedi nota 4). Enel possiede il 99% delle capacità di pompaggio totali. Sarebbe stata scelta politicamente oculata dare in gestione i pompaggi a TERNA, che è l’ente distributore, piuttosto che alla società di produzione elettrica ENEL.

Poichè il potenziale italiano nei pompaggi, compresi quelli tra bacini lacustri o marini, è stato valutato pari almeno 7 volte l’installato attuale, questo dovrebbe essere un sistema prioritario per l’accumulo di corrente nel paese. A fianco a questo, sono da considerare le batterie ad alta capacità, oggi arrivate alla fase di produzione di massa e, in maniera incrementale da qui al 2030, l’idrogeno verde³, ottenuto da fonti rinnovabili quando in eccesso rispetto alla richiesta di rete. L’insieme di queste possibili opzioni tecnologiche sarebbe ampiamente in grado di rispondere a tutti i fabbisogni di rete, specie se accoppiato a meccanismi opportuni di Capacity Market,

2 I pompaggi rappresentano una delle possibilità di utilizzare energia rinnovabile per le richieste di picco, la più semplice di tutte. L’Italia già ospita la più grande capacità di pompaggio installata in Europa, pari a 7,6 GW di potenza. Tuttavia, il suo utilizzo è in costante diminuzione dai primi anni 2000. Da un valore di massima produzione pari a 7,8 TWh, la produzione da pompaggi è costantemente diminuita, rimanendo dal 2011 costantemente sotto i 2 TWh annui.

3 La Commissione Europea sta incentivando un percorso tale che da qui al 2030 porti l’idrogeno verde alla competitività economica anche con il gas naturale. Per tale vettore l’attenzione è focalizzata specialmente per i consumi non elettrificabili, quali l’industria pesante o la logistica a lunga distanza, compresa la portualità, anche se in prospettiva è da prevedere il suo utilizzo anche possibile come accumulatore di energia per le necessità di corrente di picco.

diversi da quelli adottati fino a oggi, che incentivino percorsi virtuosi di risparmio ed efficienza energetica⁴.

Una ultima nota a chiudere

L'Italia è una penisola stretta e lunga, con una grande variabilità di condizioni tra nord e sud. Avendo un'alta concentrazione di idroelettrico al nord e una grande concentrazione di fotovoltaico ed eolico al sud, sarebbe bene che ci fosse un'ampia capacità di trasmissione della corrente lungo la penisola. Tuttavia le interconnessioni tra le zone in cui è divisa la rete elettrica italiana sono spesso insufficienti, formando veri e propri colli di bottiglia tra nord e sud e viceversa. Può succedere, in analisi estrema, che si costringa il sistema a bloccare l'eolico pugliese (come già avviene in alcuni casi) perché la rete non è in grado di raccogliere tutta la corrente prodotta, o che l'idroelettrico trentino non possa raggiungere la Toscana.

È evidente che questo sistema è diretta emanazione del modello fossile, con poche centrali in luoghi strategici della penisola. Piuttosto che continuare ad alimentare il modello centralizzato con nuove centrali a gas, non sarebbe allora più opportuno privilegiare un modello diffuso di comunità energetiche che responsabilmente producono l'energia loro necessaria su base locale? A fianco del necessario rafforzamento delle interconnessioni di rete, una visione socialmente giusta dovrebbe cogliere l'opportunità che oggi le tecnologie offrono di rompere il modello distributivo fortemente centralizzato, e di favorire l'implementazione di un sistema di produzione diffuso e responsabile, basato sui bisogni delle comunità, che superi la propensione a un sempre maggiore consumo della merce energia, connaturata all'impostazione del mercato attuale. Questo avvierebbe i territori, specie quelli che maggiormente hanno subito la produzione termoelettrica, verso una fuoriuscita non solo dai fossili in quanto tali, ma anche dallo stesso concetto di servitù energetica, che il più delle volte ha significato un isterilimento degli stessi, inchiodati dallo scambio ineguale salute contro lavoro.

4 Tra questi un esempio è il cosiddetto "Demand Response", metodo che offre ai grandi consumatori un compenso in cambio della disponibilità ad abbattere i propri consumi energetici su richiesta della rete. Ed è proprio il risparmio energetico un grande assente dal dibattito sulla via italiana alla transizione.

È questo un nodo importante che manca dall'idea italiana della transizione: la centralità fattivamente possibile di avere una giusta transizione. A partire da chi di più ha pagato l'antico modello fossile.

Appendice

Unità di misura e nomenclatura dell'energia e della potenza

Unità di misura della potenza

Watt	W	1 W
Kilowatt	kW	10^3 W
Megawatt	MW	10^6 W
Gigawatt	GW	10^9 W
Terawatt	TW	10^{12} W

Unità di misura dell'energia

Wattora	Wh	1 Wh
Kilowattora	kWh	10^3 Wh
Megawattora	MWh	10^6 Wh
Gigawattora	GWh	10^9 Wh
Terawattora	TWh	10^{12} Wh