

02 | Marzo 2022



Brief

Crisi russo-ucraina: analisi di scenario per il sistema elettrico italiano

Filippo Del Grosso (Fondazione Eni Enrico Mattei),
Ilaria Livi (Fondazione Eni Enrico Mattei),
Federico Pontoni (Fondazione Eni Enrico Mattei),
Edoardo Somenzi (Fondazione Eni Enrico Mattei)

Abstract

FEEM Policy Brief

Con questo rapporto si presentano gli esiti di una simulazione di scenario critico di breve periodo in Italia. L'attuale conflitto in Ucraina costituisce un fattore di rischio immediato per la sicurezza del sistema energetico nazionale, con una possibile forte riduzione, o addirittura interruzione, delle importazioni di gas russo in Italia.

Nello scenario elaborato da FEEM, le forniture dalla Russia sono azzerate, a partire da marzo 2022 sino alla fine del prossimo inverno. Tali esiti sono comparati ad uno scenario Business As Usual, al fine di valutare la capacità del sistema di fornire l'energia elettrica e mantenere gli standard di adeguatezza e di sicurezza, anche in assenza di gas russo. Assunti fondamentali di scenario sono che i) il gas disponibile vada in via prioritaria ad alimentare il sistema elettrico operato in condizioni di emergenza, ii) ci si trovi verosimilmente nelle condizioni di non poter importare elettricità dagli altri paesi e iii) l'operatività della borsa elettrica rimanga inalterata, veicolando la scarsità di gas tramite i soli segnali di prezzo.

Per effetto della sostituzione della produzione termoelettrica a gas con la più conveniente generazione a carbone e a biomassa, gli esiti delle simulazioni indicano che il sistema sia comunque in grado di coprire la domanda elettrica. Tuttavia, la scarsità e l'alto costo del gas avrebbero come impatto un aumento del prezzo dell'elettricità e delle emissioni. Garantire la sicurezza del sistema elettrico comporterebbe un ammanco di gas negli altri settori, ovvero quello industriale e quello civile. Pertanto, il decisore politico si troverebbe a dover definire onerose misure di razionamento, che potrebbero anche riguardare il sistema elettrico.

01

Executive Summary

L'attuale conflitto in Ucraina costituisce un fattore di rischio immediato per la sicurezza del sistema energetico nazionale. Le sanzioni economiche imposte alla Russia, così come il danneggiamento diretto delle infrastrutture energetiche esistenti in territorio ucraino, possono comportare uno scenario di forte riduzione delle importazioni di gas russo in Italia o, addirittura, una loro interruzione totale. Attualmente le forniture russe rappresentano, in media, il 40% dei nostri consumi; quindi, capire quali possano essere le conseguenze di una loro immediata interruzione rappresenta un esercizio utile alla pianificazione energetica di breve periodo.

FEEM ha elaborato uno scenario critico, in cui le forniture dalla Russia sono azzerate a partire da marzo 2022 fino alla fine del prossimo inverno – ovvero marzo 2023 – e ha definito una possibile quantità di gas disponibile, attraverso le varie misure di emergenza e massimizzazione delle importazioni, internalizzando anche gli effetti di possibili misure di solidarietà europea. Le nostre stime indicano che il sistema gas potrebbe contare su un apporto di circa 54 miliardi di metri cubi nei prossimi dodici mesi, a fronte dei 75 importati nel corso del 2021.

Tramite l'utilizzo del software Plexos, sono state poi elaborate tre simulazioni del mercato elettrico italiano per i prossimi tredici mesi

(uno scenario Business As Usual – BAU – e due scenari volti a valutare l'impatto della mancanza del gas russo in differenti condizioni di disponibilità della risorsa idroelettrica), per valutare la capacità del sistema di fornire l'energia elettrica e mantenere gli attuali standard di adeguatezza e di sicurezza, anche in assenza di gas russo. Assunto fondamentale dei due scenari di crisi è che il gas disponibile vada in via prioritaria ad alimentare il sistema elettrico operato in condizioni di emergenza. Oltre alla scarsa disponibilità di gas, infatti, il sistema elettrico verosimilmente si troverebbe nelle condizioni di non poter importare elettricità dagli altri paesi, visto che anch'essi si troverebbero in situazione di emergenza elettrica. Si è deciso di lasciare inalterati, ove possibile, gli aspetti dell'operatività della borsa elettrica, veicolando la scarsità di gas tramite segnali di prezzo.

Gli esiti delle simulazioni indicano che il sistema sia comunque in grado di coprire la domanda elettrica. Tuttavia, la scarsità e l'alto prezzo del gas avrebbero i seguenti impatti:

- Un aumento di prezzo, rispetto allo Scenario BAU, di circa 150 €/MWh (prezzo medio dei due scenari di crisi pari a 390 €/MWh e 400 €/MWh, a seconda della disponibilità idrica)
- Un aumento delle emissioni di oltre 30 milioni di metri cubi, per via dell'estensivo utilizzo del carbone;

- La necessità di utilizzare comunque fra i 17 e i 19 miliardi di mc per il comparto termoelettrico.

Garantire la sicurezza del sistema elettrico comporterebbe un ammanco di gas negli altri settori, ovvero quello industriale e quello civile, stimabile in 8,9 – 10,5 miliardi di metri cubi.

La domanda del comparto industriale è di circa 15 miliardi e di 34 miliardi per quello civile. Pertanto, il decisore politico si troverebbe a dover definire onerose misure di razionamento, che potrebbero anche riguardare il sistema elettrico.

02

Numeri di riferimento

- 73,3 miliardi di metri cubi il consumo nazionale di gas in Italia nel 2021
 - 33,3 miliardi per usi civili,
 - 14,1 miliardi per uso industriale,
 - 25,9 miliardi per generazione termoelettrica.
- 40% media delle forniture di gas russo sul totale dei consumi in Italia.
- 54,8 miliardi di metri cubi di gas, quantità verosimilmente disponibile nei prossimi 12 mesi in Italia, in caso di interruzione alle forniture russe.
- 17,5 – 19,1 miliardi di metri cubi, il gas destinato a generazione termoelettrica negli scenari di crisi, ovvero quelli che scontano l'assenza di gas russo e l'impossibilità di importare elettricità.
- 8,9 – 10,5 miliardi di metri cubi, l'ammacco di gas per il sistema energetico italiano in caso di interruzioni dalla Russia.

03

La crisi russo-ucraina: possibili implicazioni per la filiera del gas

3.1 Il contesto attuale

L'invasione dell'Ucraina portata avanti dall'esercito russo e le sanzioni economiche che i Paesi occidentali stanno adottando in risposta all'azione militare decisa da Putin possono avere conseguenze economiche e sociali particolarmente rilevanti. Centrale, in questo contesto, è il legame che Russia ed Europa hanno sul fronte energetico: infrastrutture gas corrono dalla Siberia fino al cuore dell'Europa; una considerevole parte della produzione russa di petrolio alimenta i nostri trasporti e partecipazioni industriali e finanziarie legano gli operatori energetici dei nostri paesi (si pensi agli investimenti di Shell in Russia o anche solo a quelli di Lukoil in Italia). Per questo motivo, nonostante la tensione crescente, entrambi gli schieramenti esitano ad agire in maniera decisa nell'ambito energetico, soprattutto sul gas. Pur confidando in una rapida fine del conflitto e in una duratura soluzione diplomatica, non possiamo escludere che l'espulsione della Russia dallo SWIFT o un peggiorare degli eventi bellici possano portare a una riduzione, anche totale, del flusso di gas russo verso l'Europa (oltre a ritorsioni russe, non si possono escludere esplosioni o rotture dei gasdotti).

In questi giorni, ci sono state diverse dichiarazioni circa la possibilità del sistema energetico italiano di riuscire a sostenere una

riduzione o anche la completa mancanza del gas russo. Il Governo, tramite il premier Draghi e il ministro Cingolani, ha avviato le prime procedure di emergenza per massimizzare esportazioni alternative e ha anche dichiarato la possibilità di riprendere la produzione elettrica a carbone. Qui giova sottolineare che cinque centrali su sette sono già operative e, per via dei prezzi particolarmente elevati di gas, producono già una quantità notevole di elettricità. Pertanto, l'apporto incrementale del carbone, pur possibile, non può essere sovrastimato.

Al fine di contribuire in maniera costruttiva al dibattito sulla sicurezza energetica, abbiamo dunque elaborato una serie di simulazioni del mercato elettrico italiano, attraverso un complesso simulatore del mercato elettrico in dotazione presso FEEM, volte a capire quanto realisticamente si possa ridurre il peso del gas nel mix di generazione e quali siano le conseguenze di uno switch con altre tecnologie, in termini di prezzo, di sicurezza e di emissioni, in caso di un'interruzione di forniture russe di gas per almeno un anno.

Come vedremo, molte delle misure discusse sulla stampa, non sono attivabili in tempi brevi, soprattutto quelle che richiedono investimenti infrastrutturali. Pertanto, le simulazioni si basano su una serie di alternative realistiche e

attivabili in pochi mesi.

Prima, di addentrarci nelle analisi, riteniamo doveroso fornire una breve descrizione del settore gas ed elettrico italiano.

3.2 Il gas naturale in Italia

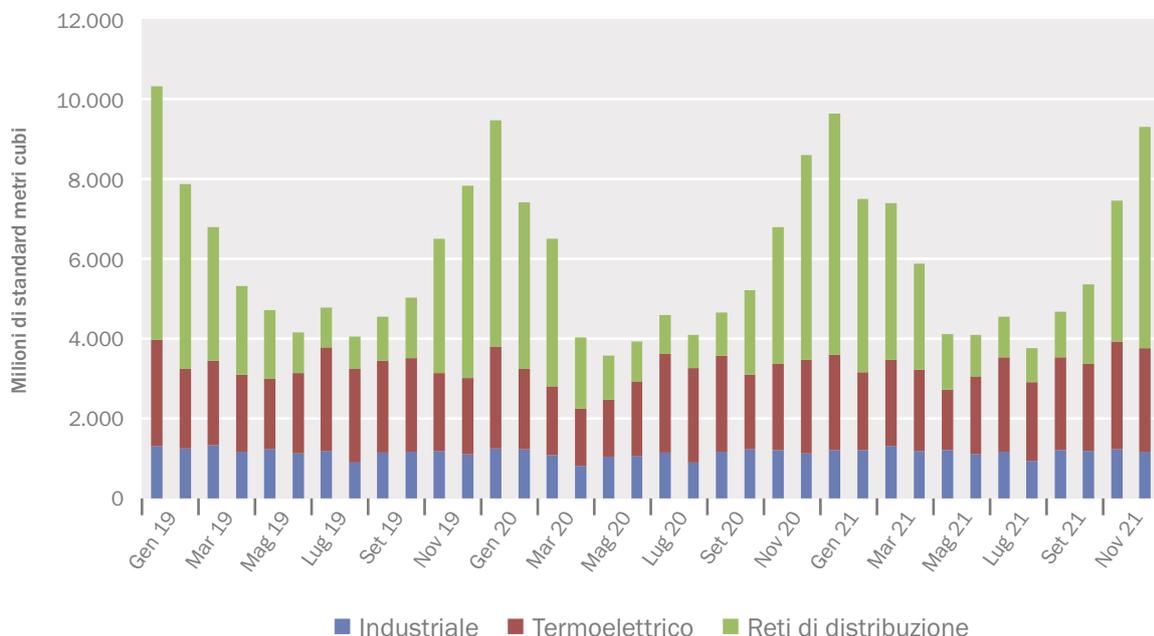
3.2.1 L'andamento dell'ultimo triennio

La domanda di gas in Italia è sostanzialmente costante da almeno un lustro: le variazioni

sono essenzialmente di natura climatica e quindi il maggiore o minor consumo sono dovuti alla rigidità dell'inverno. Proprio per questi motivi, la variazione mensile della domanda e la necessità di gestire delle scorte è particolarmente importante.

Qui di seguito mostriamo l'andamento mensile dei consumi del gas nell'ultimo triennio.

Figura 1: Evoluzione dei consumi gas in Italia. Fonte: Snam.



Come si può ben vedere nel grafico qui sopra, il profilo mensile dei consumi industriali (vetrerie, acciaierie, ceramiche, ecc...) è abbastanza costante. Il consumo termoelettrico è leggermente più soggetto a stagionalità (il gas compensa la minor produzione idroelettrica e fotovoltaica dei periodi invernali), mentre quello per uso civile può tranquillamente oscillare da 6 miliardi di mc al mese di un inverno freddo agli 800 milioni di mc di mese estivo.

Nella tabella, riportiamo i consumi annuali per settore.

Tabella 1: Consumi annuali ripartiti per settore. Fonte: Snam.

Miliardi di Smc	2019	2020	2021
Usi civili	31,6	30,8	33,3
Industriale	14,0	13,2	14,1
Termoelettrico	25,8	24,4	25,9
TOTALE ITALIA	71,4	68,4	73,3

In definitiva, i consumi nel 2019 sono stati pari a 71,4 miliardi di mc, nel 2020 pari a 68,4 e nel 73,3 nel 2021. La contrazione dei consumi gas

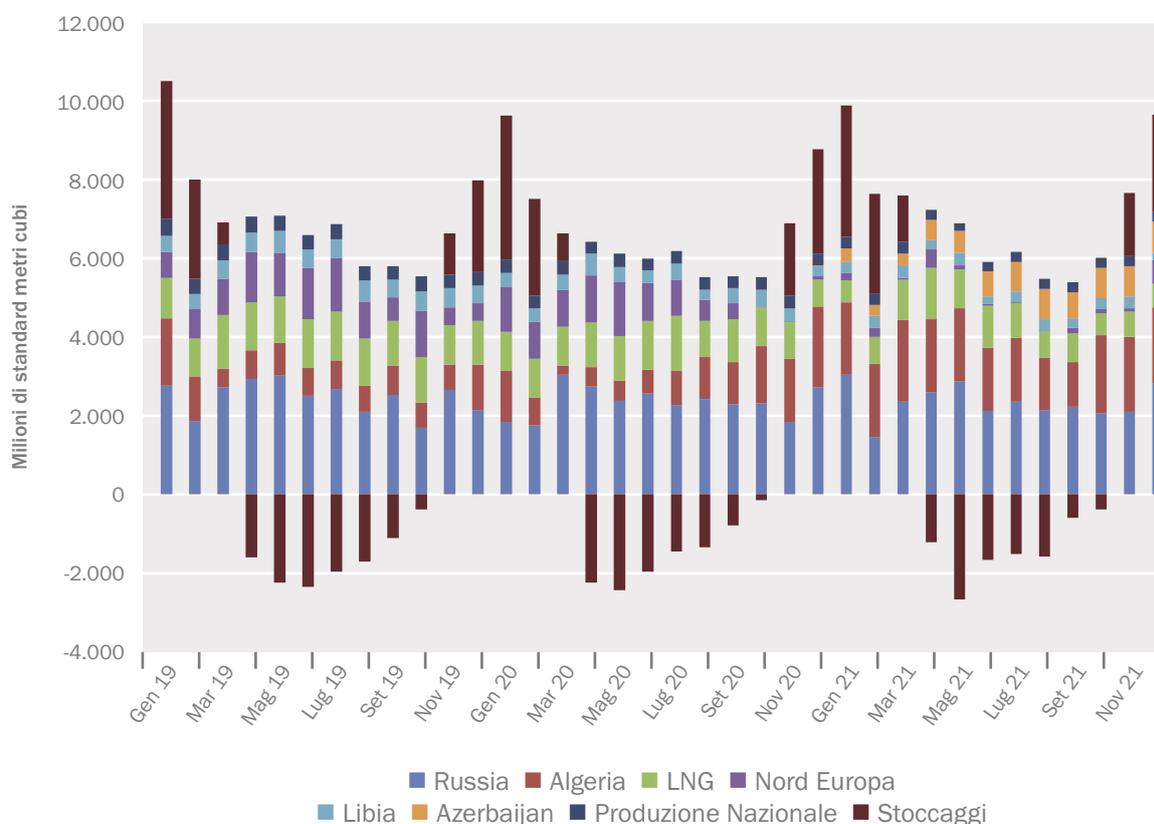
nella pandemia è stata relativamente modesta e compensata da un inverno rigido, come indicano i consumi di dicembre 2020 e gennaio 2021.

La stagionalità dei consumi richiede, come già anticipato, l'utilizzo di stoccaggi, la cui capacità teorica totale massima è di 17 miliardi di mc, di cui 4,6 strategici, che siano in grado di

ricevere gas in estate e di rilasciarlo in inverno. Gli stoccaggi hanno anche il ruolo di smussare la stagionalità delle importazioni e, quindi, di ridurre l'oscillazione fra i prezzi estivi e i prezzi invernali.

Vediamo adesso come funziona l'offerta di gas e quale ruolo svolgono gli stoccaggi.

Figura 2: Evoluzione dell'offerta gas. Fonte: Snam.



Come si evince dalla Figura 2, il flusso delle importazioni è molto stabile nel suo complesso, e la stagionalità è gestita dagli stoccaggi: quando il valore è positivo, gli stoccaggi immettono nel sistema, quando è negativo, invece, vuol dire che il gas viene iniettato e conservato per l'inverno. Come su può vedere,

le forniture italiane sono molto diversificate. Ricordiamo inoltre che la capacità di importazione supera ampiamente i 110 miliardi di metri cubi; quindi, la scelta dei fornitori è legata essenzialmente a variabili economiche e di disponibilità di gas.

Tabella 2: Produzione nazionale e importazioni, dati annuali. Fonte: Snam.

Miliardi di Smc	2019	2020	2021
Russia	29,7	28,3	28,2
Algeria	10,2	12,1	21,1
LNG	13,9	12,5	9,7
Nord Europa	11,0	8,5	2,1
Libia	5,7	4,4	3,2
Azerbaijan	0	0	7,1
Produzione nazionale	4,5	3,8	3,1
TOTALE ITALIA	75,1	69,7	74,7

Le forniture russe rappresentano, in media, il 40% dei nostri consumi. Negli anni, la Russia è stato il fornitore più stabile. Oltre dieci anni fa, l'esportatore principale era l'Algeria, che negli anni, ha ridotto la sua importanza sul mercato italiano, ma che, si spera, possa aumentare a breve le sue forniture¹.

3.3 Situazione al 2022 rischi per il sistema e possibili forniture alternative

Alla fine di febbraio 2022, i flussi di gas dalla Russia non si sono interrotti. La situazione degli stoccaggi è di circa 2 miliardi di riserve disponibili commerciali e 4,6 miliardi di riserve strategiche.

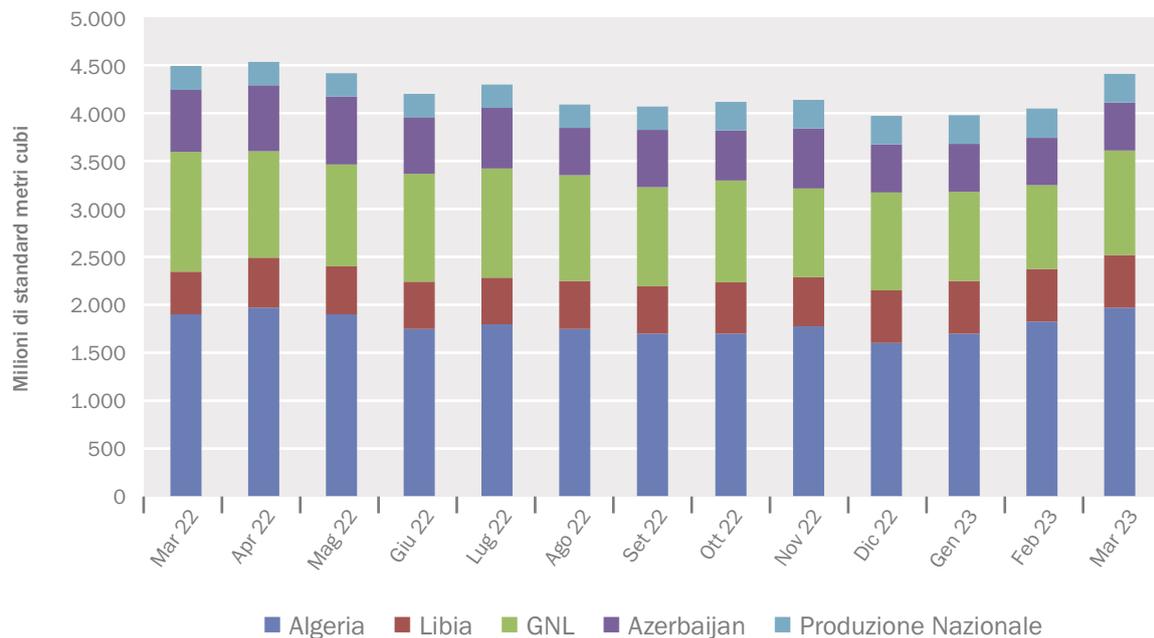
Ipotizzando un'interruzione a partire da marzo,

vediamo come potrebbe evolvere il flusso mensile dell'offerta gas, sotto le seguenti condizioni:

1. Massimizzazione dell'import dall'Algeria e dalla Libia;
2. Azzeramento dell'import da Nord Europa in vista di meccanismi di solidarietà europei (in tutta Europa ci sarebbe la necessità di sostituire circa 200 miliardi di metri cubi di gas russo);
3. Massimizzazione dell'import di GNL;
4. Mantenimento dei flussi dall'Azerbaijan (ulteriori flussi sarebbero difficili vista la necessità di rifornire anche i Paesi dei Balcani e la Grecia);
5. Lieve incremento della produzione nazionale verso la fine dell'anno.

¹ https://www.ilsole24ore.com/radiocor/nRC_28.02.2022_09.42_21710217

Figura 3: Possibile evoluzione dell'offerta gas. Fonte: Elaborazioni FEEM.



In ipotesi di massimizzazioni delle importazioni, potremmo avere un profilo particolarmente piatto e stabile. Tuttavia, per via del fatto che due rigassificatori sono offshore, e quindi più esposti agli eventi meteorologici, il loro import invernale sarà leggermente inferiore a quello estivo. Ci aspettiamo, inoltre, una possibile lieve riduzione delle esportazioni dall'Azerbaijan, visto possibili meccanismi di solidarietà da porre in atto nel prossimo inverno termico.

In definitiva, nei prossimi tredici mesi, l'Italia potrebbe disporre di circa 54,8 miliardi di metri cubi di gas, ovvero una quantità vicina al 75% della domanda del 2021 e del 77% della domanda del 2019. A questo, si possono aggiungere le riserve ancora presenti e quelle strategiche (solo una parte può essere tuttavia movimentata per non danneggiare i siti di stoccaggio), pari a circa 4 miliardi. In definitiva,

potremmo disporre di 58 miliardi di metri cubi.

La tabella riassume il contributo nei tredici paesi di ciascun importatore e la possibilità massima di utilizzo delle riserve, incluse quelle strategiche.

Tabella 3: Produzione nazionale e importazioni, dati annuali. Fonte: Snam.

Miliardi di Smc	2021 reale	Marzo 2022 - Marzo 2023 stimato
Russia	28,2	0
Algeria	21,1	23,3
GNL	9,7	13,7
Nord Europa	2,1	0
Libia	3,2	6,7
Azerbaijan	7,1	7,5
Produzione nazionale	3,1	3,5
Contributo stoccaggi		4
TOTALE ITALIA	74,7	58,8

In definitiva, ci sarebbero circa 16-18 miliardi di metri cubi in meno rispetto a un anno normale (ricordiamo che la nostra analisi si svolge su

tredici mesi). Per questo motivo, è necessario capire quale può essere il contributo dei vari settori nel ridurre la domanda di gas.

Giova sottolineare che, per sfruttare appieno il gas disponibile, bisogna gestire in maniera razionale i consumi mensilmente, al fine di iniettare un po' di gas negli stoccaggi nei prossimi mesi estivi.

Ovviamente, ci focalizziamo sul settore elettrico, che è il settore che, almeno in teoria, potrebbe più facilmente virare su altre tecnologie.

3.4 Il mercato elettrico italiano

3.4.1 L'andamento dell'ultimo triennio

Nel 2019, il fabbisogno annuo di energia elettrica in Italia si è attestato intorno ai

320 TWh. La composizione energetica della produzione annua ha assistito a una riduzione della quota del settore termoelettrico (gas, carbone, olio combustibile) a favore di una maggiore partecipazione delle fonti energetiche rinnovabili non programmabili (solare ed eolico). L'ingresso della generazione distribuita ha richiesto un incremento dell'attività di bilanciamento della rete elettrica al fine di garantire l'equilibrio tra immissione e prelievo di energia. Le energie rinnovabili risentono, infatti, della stagionalità e della variabilità delle condizioni atmosferiche. Anche il settore idroelettrico, seppure a parità di installato, risente di fluttuazioni di generazione al variare delle precipitazioni atmosferiche. Qui di seguito si mostra il fabbisogno annuo di energia elettrica.

Tabella 4: Fabbisogno energia elettrica in Italia, dati annuali. Fonte: Terna.

TWh	2019	2020	2021
Saldo import/export	38,14	32,20	42,79
Idroelettrica	47,59	48,95	46,32
Termoelettrica	169,35	155,83	162,35
Biomasse	17,97	18,06	18,23
Geotermica	5,69	5,65	5,53
Eolica	20,03	18,61	20,62
Fotovoltaica	23,32	24,55	25,07
Richiesta pompaggi	-2,47	-2,67	-2,83
TOTALE ITALIA	319,62	301,18	318,08

Come si può vedere dalla tabella qui sopra, il fabbisogno annuo di energia elettrica è diminuito di circa il 6% nell'anno 2020 rispetto all'anno precedente a causa della contrazione dell'economia dovuta alla pandemia. A seguito dell'inizio della ripresa economica nell'anno 2021, si è tornati a livelli di domanda elettrica

in linea con l'andamento degli ultimi anni.

Nella tabella, si riportano le emissioni annuali di anidride carbonica prodotte dal settore termoelettrico, suddivise in base alla tipologia di combustibile fossile utilizzato nella generazione.

Tabella 5: Emissioni di CO₂ dal settore termoelettrico, dati annuali. Fonte: Terna.

Emissioni CO ₂ settore termoelettrico (Mt)	2019	2020	2021
Gas	55,47	52,24	54,07
Carbone	17,45	12,73	13,49
Olio combustibile	1,85	1,76	2,27
TOTALE	74,78	66,73	69,82

Le emissioni annue di CO₂ evidenziano una decrescita annua a conferma dell'incremento di generazione da fonti energetiche rinnovabili a discapito del settore termoelettrico. Si è assistito a un'ulteriore riduzione dei fattori emissivi nell'anno di pandemia. La maggior parte delle emissioni sono dovute alla generazione delle centrali a gas (78% delle emissioni complessive) e degli impianti a carbone (18%).

La Tabella 6 illustra l'andamento annuo del Prezzo Unico Nazionale (PUN) medio dell'ultimo triennio, ossia il prezzo spot della borsa elettrica, evidenzia una riduzione nell'anno di pandemia data la contrazione della domanda elettrica e un successivo aumento nell'anno 2021 a seguito dell'aumento dei prezzi del gas, ovvero della tecnologia marginale che determina il prezzo.

Tabella 6: Prezzo unico nazionale (PUN), dati annuali. Fonte: Gestore dei Mercati Energetici (GME).

PUN medio annuo	2019	2020	2021
€/MWh	52,3	38,9	125,0

04

Metodologia di analisi

Obiettivo dell'analisi è capire come un'ipotesi di shock esogeno e repentino all'offerta di gas naturale, indotto dal deteriorarsi dei rapporti con la Federazione Russa e dalla conseguente interruzione delle esportazioni di gas, possa impattare il Sistema Paese Italia, con focus specifico sul settore elettrico.

La simulazione è effettuata su un periodo temporale di 13 mesi, dal 1° marzo 2022 al 31 marzo 2023, in linea con una “campagna del gas” anticipata dalla percezione dell'emergenza, come dichiarato dal Ministro della Transizione Ecologica, Roberto Cingolani².

I dati utilizzati sono desunti da Plexos o da database pubblici come ENTSO-E Transparency Platform e Enerdata e, dove non specificato, sono risultato di elaborazione da parte di FEEM.

4.1 Il software di simulazione Plexos

Plexos, prodotto dalla società Energy Exemplar, è un software di simulazione di mercato elettrico e di modellizzazione di sistema sia nel breve che nel lungo termine. Plexos è in grado di simulare, su base oraria, gli esiti del Mercato del Giorno Prima (MGP) e del Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) per le sette zone elettriche di mercato in Italia, in

diverse condizioni di approccio competitivo da parte degli operatori. Integrando anche analisi di adeguatezza e di sicurezza del sistema, il software può replicare gli effetti di shock esogeni (di prezzo o di quantità) sulle materie prime che compongono il mix energetico.

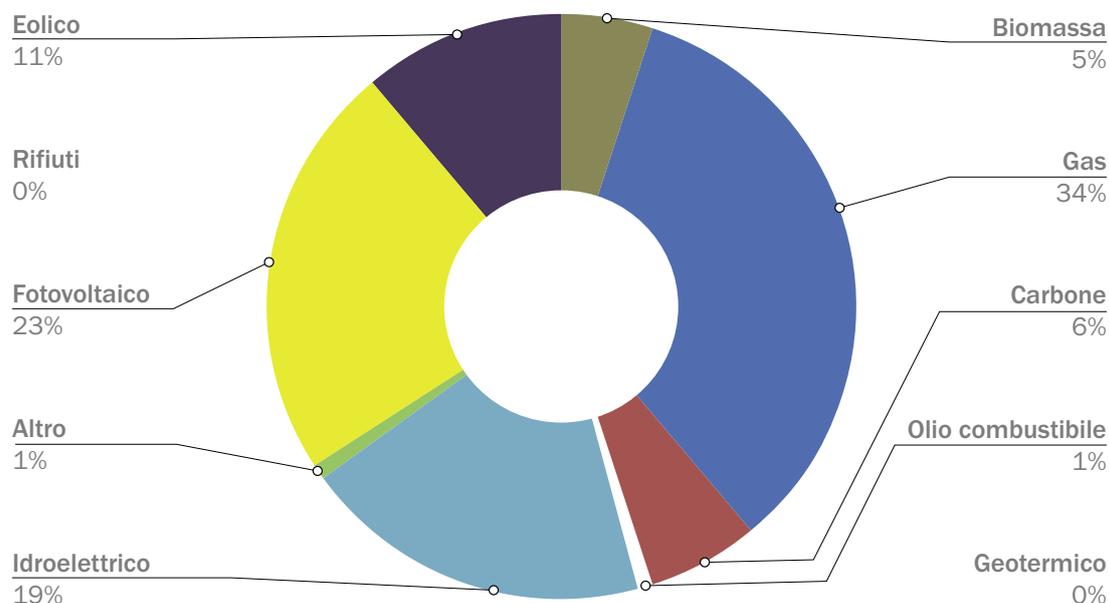
4.2 Dati di input

La domanda di elettricità (carico elettrico) modellizzata è di 329 TWh circa, distribuiti su 13 mesi, in linea con i dati di domanda oraria ricavati dalle serie storiche pubblicate da ENTSO-E come dettaglio al “Ten Year Network Development Plan” (TYNDP) del 2020. Le serie storiche mostrano i dati italiani zionali orari di domanda per gli anni 2025, 2030 e 2040, mentre la domanda attesa 2022/2023 è ottenuta tramite interpolazione lineare.

La capacità di generazione modellizzata in Plexos è frutto di interpolazione rispetto agli scenari di espansione di capacità di ENTSO-E, ed è distribuita tra le seguenti tecnologie, vedi figura sotto: termoelettrico (carbone 6 GW, gas naturale 37,2 GW, olio combustibile 1 GW), idroelettrico (21,1 GW), solare (25,6 GW), eolico (12 GW), biomasse (4,9 GW). Le dinamiche competitive sono simulate tramite l'algoritmo di Plexos, tenendo conto dei segnali di prezzo e dei vincoli tecnici e di rete.

² https://www.repubblica.it/economia/2022/02/28/news/cingolani_nessun_problema_per_il_gas_nel_breve_periodo_al_via_stoccaggi_per_il_prossimo_inverno-339721400/

Figura 4: Capacità installata per simulazione Plexos. Fonte: Elaborazioni FEEM.



La quantità di gas disponibile per i settori termoelettrico, industriale e civile è presentata nella sezione precedente, comprensiva della disponibilità di stoccaggi e di approvvigionamenti, escludendo le forniture da parte della Federazione Russa a partire da marzo 2022.

Le fonti rinnovabili, eolica e solare, sono rappresentate tramite un profilo di produzione desunto da ENTSO-E Transparency Platform. L'idroelettrico è incluso con due valori di idraulicità: 2017 (medio alta) e 2021 (medio bassa), da cui la necessità di realizzare due diverse simulazioni.

4.3 Ipotesi di scenario

Lo Scenario Crisi modellizzato è costruito su diverse ipotesi, alcune delle quali si

discostano dal normale funzionamento del MGP in un contesto ordinario, con l'obiettivo ultimo di simulare una possibile reazione ad una interruzione di parte delle forniture di gas naturale. A motivo di questo, abbiamo simulato su Plexos anche uno Scenario BAU (*Business As Usual*) al fine di fornire un'analisi controfattuale.

Priorità alla filiera termoelettrica. Si assume che la priorità di base sia di servire l'intera domanda di elettricità in condizione di sicurezza e adeguatezza di sistema elettrico. In particolare, è minimizzata la quantità oraria attesa di energia non fornita (Loss Of Load Expectation - LOLE³), generalmente declinata nel rischio di blackout o di interruzioni programmate. Riteniamo che, in condizioni di shock all'offerta di gas naturale, la scelta

³ Con il Decreto Ministeriale del 28/10/2021, il MiTE ha definito il valore massimo di LOLE pari a 3 h/anno (Fonte: Terna "Rapporto Adeguatezza Italia 2021")

di preservare il corretto funzionamento del sistema elettrico sia di natura strategica, e sovraordinata rispetto alla continuità di altri settori potenzialmente impattati, come il civile e l'industriale.

Rispetto delle regole di mercato. Non sono introdotte restrizioni di tipo amministrativo alla quantità fisica di gas da immettere nel settore termoelettrico, ma la condizione di scarsità di gas naturale è replicata attraverso un segnale di prezzo, fissato in 200 €/MWh (al momento in cui questo brief viene scritto il benchmark europeo TTF è a 164 €/MWh⁴). In questo modo, la decisione circa il dispacciamento delle offerte in immissione viene presa direttamente dall'algoritmo di borsa elettrica, tramite il meccanismo della curva di merito. Si vuole preservare in questo modo una corretta operatività del mercato, rispettando il principio del dispacciamento di merito economico. Nello Scenario BAU, il prezzo del gas è invece desunto dalle previsioni desunte dal database di Bloomberg per i prossimi mesi.

Prezzo ETS. In modo coerente con quanto sopra, si assume il rispetto degli impegni e dei pagamenti in termini di compensazione di CO₂, inclusi a modello con un prezzo di ETS di 80 €/tonnellata. Il prezzo della CO₂ è componente essenziale dei costi variabili e dell'operatività degli impianti termoelettrici. In condizioni normali, il prezzo ETS è discriminante per l'ordine di merito tra impianti a carbone (ad

alto fattore emissivo) ed impianti a gas. Per non alterare gli equilibri del mercato, questo elemento è qui incluso.

Chiusura degli Interscambi. Si ipotizza una chiusura degli interscambi di elettricità lunghe le frontiere. In un paese come l'Italia, le importazioni storicamente soddisfano una quota importante della domanda (8% nel 2021). Pertanto, una simile scelta rappresenta una ipotesi forte di modello, e che presumibilmente, nell'ottica di solidarietà e sicurezza paneuropea, non verrebbe perseguita in caso di shock all'offerta di gas naturale. Con questo si vuole simulare la capacità di reazione del sistema elettrico nazionale in caso di sicure criticità contestuali nei paesi confinanti, ad esempio crisi del parco termoelettrico nell'area tedesca e riduzione prolungata della capacità nucleare francese⁵ già prevista per tutto il 2022. Lo Scenario BAU chiaramente prevede un normale flusso di interscambi alle frontiere.

Impianti a carbone. Si assume la piena capacità operativa delle attuali centrali a carbone, inizialmente destinate alla dismissione entro il 2025 (2028 per la sola Sardegna). Le unità attualmente in via di dismissione (Fusina 1 e 2, il gruppo 2 di Brindisi e la centrale di La Spezia) partecipano al mercato a partire da Luglio 2022, raggiungendo a regime 6 GW di ulteriore capacità disponibile alternativa al gas. Nello Scenario BAU, entrano in produzione le sole centrali attualmente in funzione.

⁴ <https://www.powernext.com/spot-market-data>

⁵ *EDF has revised its nuclear output estimate from 330 - 360 TWh to 300 - 330 TWh for 2022. This revision is the result of the extension of the outage period for 5 of EDF's French nuclear reactors. (Fonte: EDF)*

Biomasse. La produzione termoelettrica da biomasse è destinata a dare un contributo importante in termini di stabilità e adeguatezza del sistema. Mentre non è previsto un significativo incremento della capacità

installata, si ipotizza la possibilità di espandere l'utilizzo della capacità attuale oltre la filiera agricola di prossimità, importando il fabbisogno dai partner europei.

05

Risultati

La simulazione di Plexos fornisce i risultati del MGP per tutte le zone di mercato italiane. Per semplicità di modello, non è stato incluso il mercato dei servizi ancillari MSD. Esistono una pluralità di indicatori e parametri, calcolabili dal software, per verificare le condizioni di operatività del mercato, o le condizioni di adeguatezza e sicurezza del sistema. In questa sede vengono presentati quattro differenti output di modello:

- Il mix di generazione elettrica, così come calcolato dall'algoritmo della curva di merito, sulla base dei costi di generazione dell'intero parco elettrico italiano;
- Il consumo di gas dell'intero parco termoelettrico, per verificare la disponibilità residuale per gli altri settori descritti nel Capitolo 1;
- Le emissioni di CO₂ per tipologia di combustibile, per valutare l'impatto ambientale della sostituzione tecnologica indotta;
- Il PUN nel periodo considerato.

Data la composizione del mix tecnologico del parco di generazione italiano, che vede l'idroelettrico come terza fonte di approvvigionamento (15%) dietro solo a carbone e gas nello Scenario Crisi come questo, si considerano due ipotesi di profili idrici che rispecchiano due anni base: uno che presenta un livello di idraulicità bassa (attività idroelettrica bassa) e l'altro un livello di

idraulicità alta, che esprime condizioni opposte.

I modelli sono quindi comparati nei prossimi paragrafi e messi a confronto con lo Scenario BAU (Business as Usual), in cui le ipotesi descritte nella metodologia decadono e la situazione geopolitica rimane stabile. Se i due casi di diversa idraulicità presentano risultati difformi, le conclusioni di quest'ultimi rispetto allo Scenario BAU non divergono.

5.1 Generazione

I risultati di questa simulazione sono chiari: nonostante il gas, in entrambi le ipotesi di idraulicità, risulti la fonte più costosa, e quindi residuale, nell'ordine di merito del mercato elettrico, la sua incidenza sulla domanda finale è comunque compresa fra il 32 e il 35%.

Visti gli altri prezzi del gas, lo scenario BAU, nel quale una parte della domanda elettrica è fornita dagli import, è lo scenario con il minor utilizzo di gas. Questo perché, anche ai prezzi attuali, la generazione a gas risulta sconveniente rispetto alle altre tecnologie.

Un'analisi di sensitività permette di confrontare la variazione della generazione fra lo Scenario BAU e gli Scenari di crisi. Come anticipato, i due Scenari di crisi differiscono in particolare per la generazione degli impianti idroelettrici e degli impianti a gas. Se si considera un anno caratterizzato da minore piovosità, si ha

una riduzione di circa il 2% della produzione idroelettrica a favore di una maggiore produzione delle centrali a gas. Le altre

fonti energetiche considerate rimangono invece pressoché invariate all'interno del mix energetico.

Figura 5: Mix generazione per Scenario BAU. Fonte: Elaborazioni FEEM.

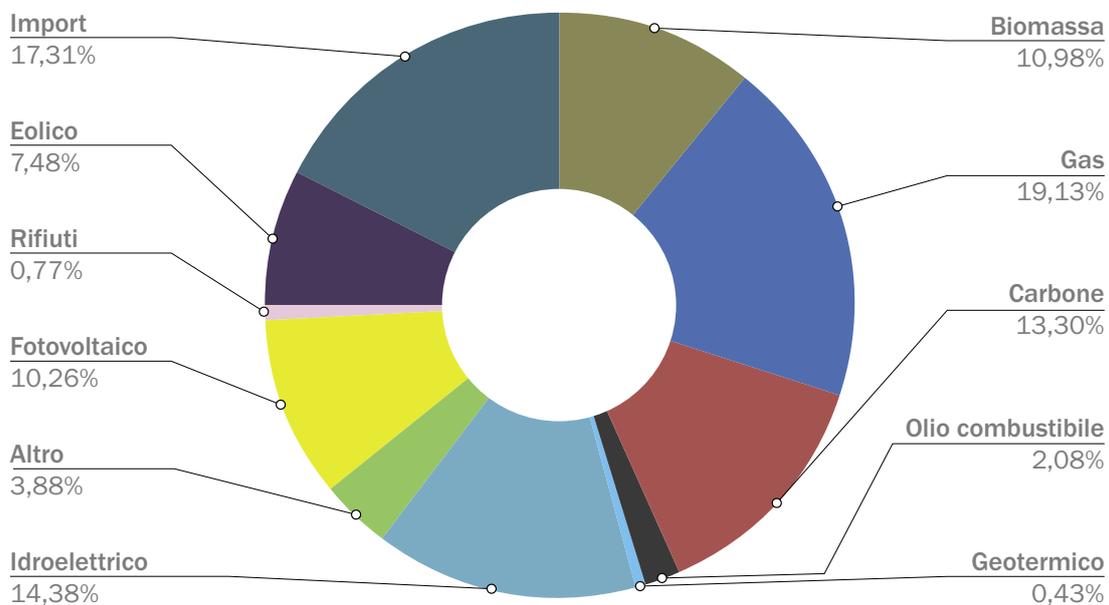


Figura 6: Mix Generazione per Scenario Crisi: idraulicità alta. Fonte: Elaborazioni FEEM.

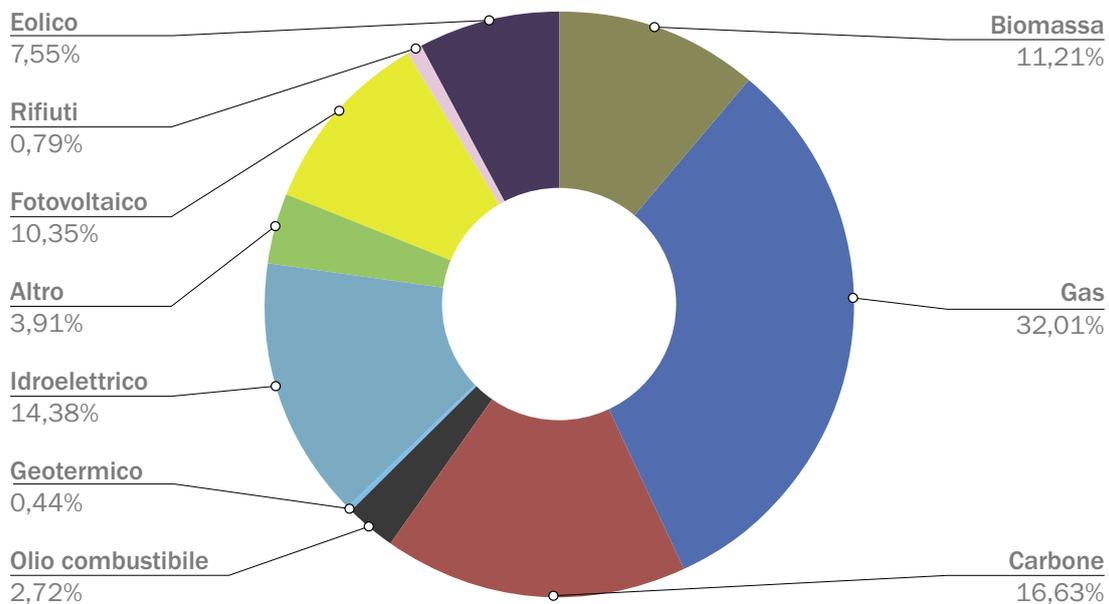
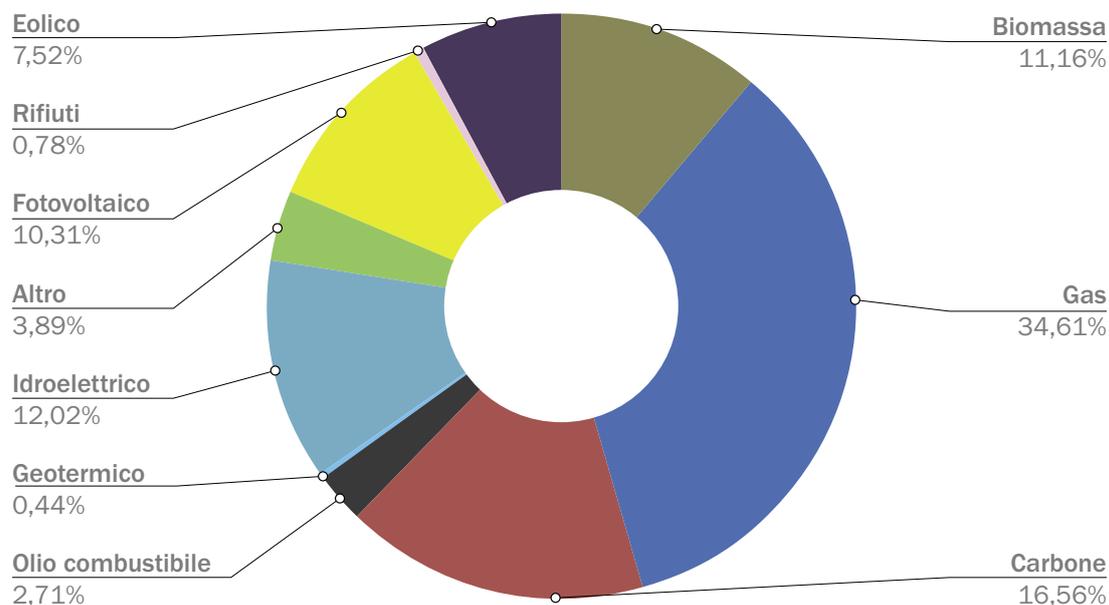


Figura 7: Mix Generazione per Scenario Crisi: idraulicità bassa. Fonte: Elaborazioni FEEM.



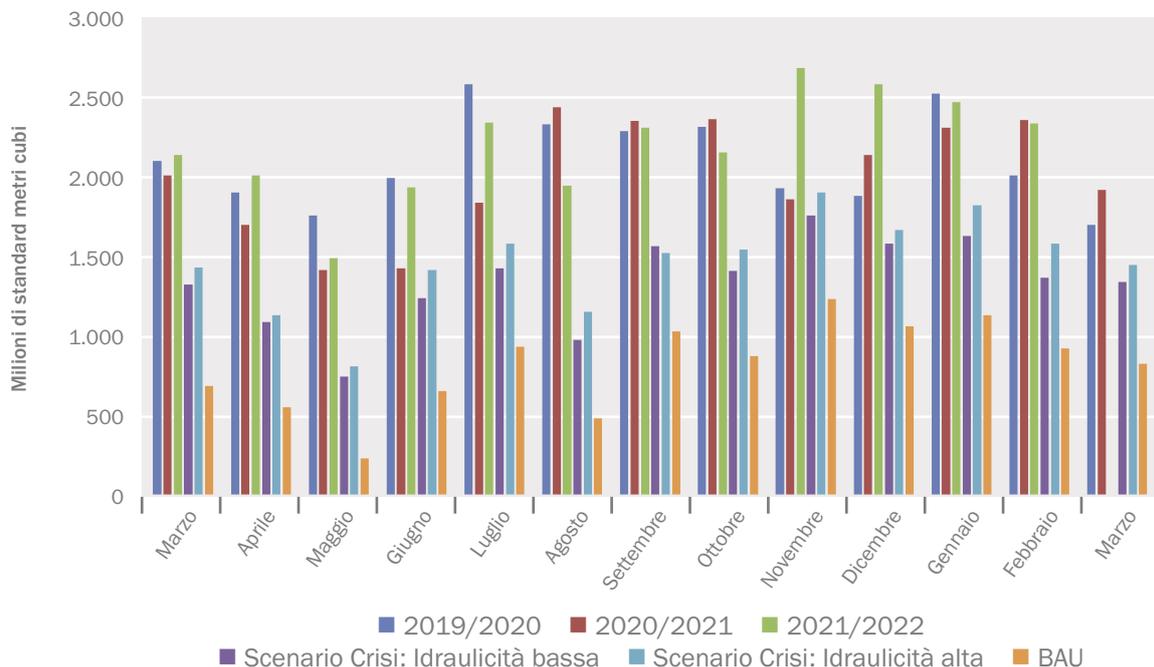
In definitiva, il sistema elettrico, pur dando priorità a tutte le fonti alternative, dal carbone all'olio combustibile, negli scenari di crisi non può evitare di chiamare in produzione i cicli combinati gas per circa 110 - 115 TWh. Questo indica che, senza gas e senza importazioni, il sistema è a rischio blackout.

5.2 Consumo gas

L'evoluzione prevista del consumo di gas per il termoelettrico è mostrata nella figura più sotto ed è confrontata con la richiesta di gas mensile degli anni precedenti nonché con lo Scenario BAU elaborato in quest'analisi.

Come si evince dal grafico, lo Scenario Crisi elaborato da FEEM consente di apprezzare una drastica riduzione del consumo di gas, nonostante l'aumento della domanda da servire. Tali risultati sono anche confermati dallo Scenario BAU. Chiaramente, il gas resta particolarmente rilevante nei mesi invernali, proprio quando il fotovoltaico può contribuire meno.

Figura 8: Consumo Gas: confronto ultimo triennio con scenari FEEM. Fonte: Elaborazioni FEEM.



La tabella qui sotto presenta il confronto dei dati totali per gli stessi periodi di 13 mesi (12

per il periodo marzo 2021 – febbraio 2022).

Tabella 7: Confronto consumi gas. Fonte: Elaborazioni FEEM.

Miliardi di Smc	Marzo 2019 – Marzo 2020	Marzo 2020 – Marzo 2021	Marzo 2021 – Febbraio 2022	Marzo 2022 – Marzo 2023 BAU	Marzo 2022 – Marzo 2023 alta	Marzo 2022 – Marzo 2023 bassa
Domanda di gas	27,4	26,2	26,5	10,6	17,5	19,1

In definitiva, le simulazioni indicano dei risultati particolarmente interessanti. Il prezzo del gas, ad oggi, è così alto che il settore termoelettrico tende a non sceglierlo. Quindi, nello scenario BAU, i consumi potrebbero raggiungere i minimi storici, favorendo carbone e importazioni.

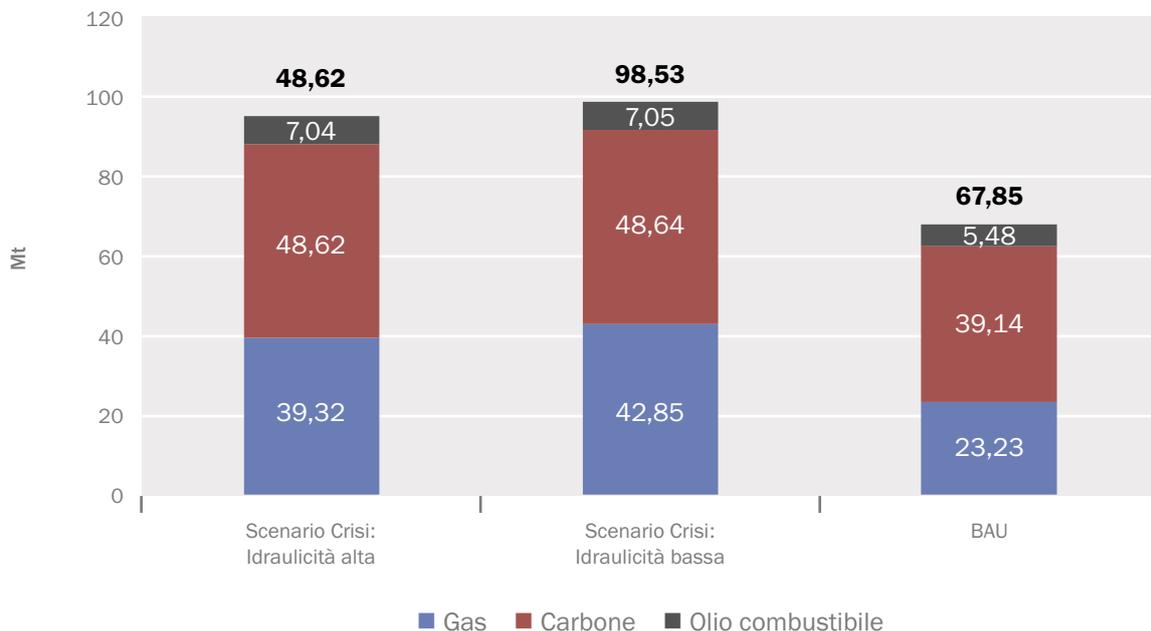
Negli scenari di crisi, nonostante l'impossibilità di importare elettricità, il sistema elettrico sarebbe in grado di ridurre i consumi di oltre 9 miliardi di metri cubi rispetto alla media del triennio precedente, in caso di alta disponibilità della risorsa idrica, o di 7,5 miliardi di metri cubi, sempre rispetto alla media del triennio

precedente, in caso di bassa disponibilità della risorsa idrica.

5.3 Emissioni

L'andamento delle emissioni di CO₂ risulta strettamente legato ai mix di generazione presentati, laddove, nello specifico, si registra un significativo aumento degli agenti climalteranti per lo Scenario Crisi rispetto allo Scenario BAU (67,85 milioni di tonnellate), causato da un aumento significativo della produzione da carbone ed olio combustibile impattato, inoltre, dall'assenza di import/export.

Figura 9: Emissioni per tipologia di combustibile. Fonte: Elaborazioni FEEM.



Un taglio delle forniture del gas genererebbe senz'altro un aumento delle emissioni di CO₂ del sistema elettrico italiano ed anche un eventuale valore ETS di 80 €/tonnellata non sortirebbe più l'effetto desiderato di sostituzione tra tecnologie ad alte emissioni e tecnologie a basse emissioni. L'unico effetto sarebbe quello di alzare il prezzo medio dell'elettricità.

5.4 Prezzi

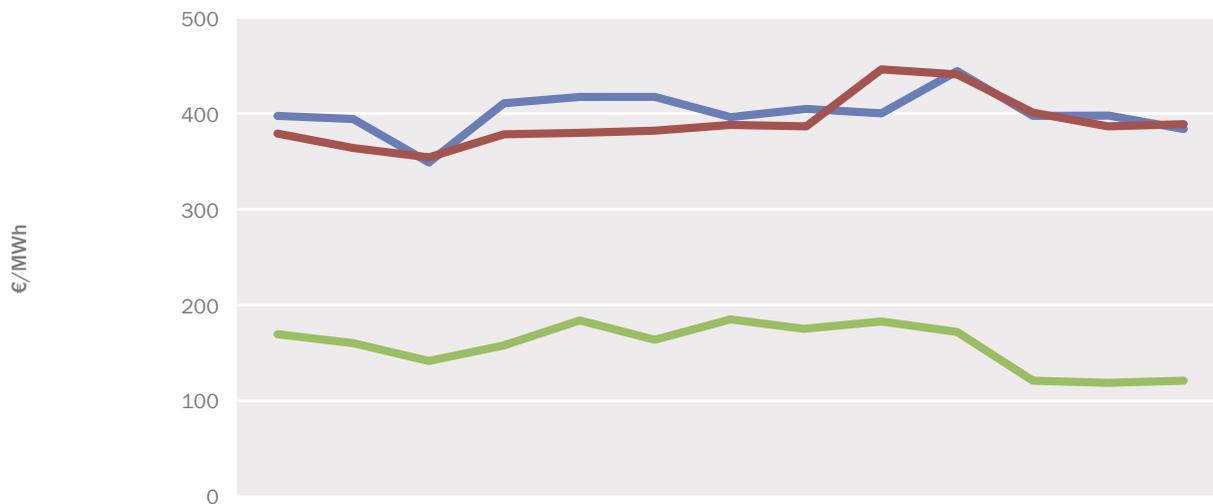
Negli Scenari di crisi, il PUN si attesterà su livelli alti, con oscillazioni fra i 350 €/MWh e i 440 €/MWh. Non vi sarebbe auspicio di rilassamento dei prezzi dell'elettricità, nemmeno nello scenario BAU, che beneficerebbe comunque delle importazioni.

Negli Scenari di crisi, invece, le ipotesi forti di isolamento elettrico, infatti, creerebbero la

necessità di servire tutta la domanda elettrica interna con la sola capacità nazionale e, quindi, di utilizzare in maniera percentualmente maggiore la tecnologia marginale (a costo più elevato), ovvero il gas. Nel processo di formazione del PUN questo solo effetto di sostituzione ne terrebbe il valore alto nel corso di tutta la crisi senza tenere in considerazione eventuali rialzi del costo della materia prima a livello internazionale. Nei grafici sottostanti si descrive a livello mensile un andamento del PUN negli scenari.

Il confronto fra il modello idraulicità bassa e il modello idraulicità alta, infine, non evidenzia scostamenti significativi in termini di PUN in quanto l'idroelettrico non influisce sulla definizione di prezzo. La tecnologia marginale rimane la generazione a gas in entrambi i casi.

Figura 10: PUN medio mensile. Fonte: Elaborazioni FEEM.



	Mar 22	Apr 22	Mag 22	Giu 22	Lug 22	Ago 22	Set 22	Ott 22	Nov 22	Dic 22	Gen 22	Feb 22	Mar 23
— Scenario Crisi: Idraulicità alta	398	395	350	410	417	417	398	405	401	445	400	401	387
— Scenario Crisi: Idraulicità bassa	380	365	354	377	380	381	389	387	446	441	402	386	388
— BAU	168	162	142	161	184	165	186	175	181	171	121	118	120

06

Implicazioni per il sistema gas e il sistema Paese

La nostra analisi mostra come, il sistema elettrico, massimizzando la produzione da carbone, che passerebbe dai pochi TWh degli ultimi anni a quasi 54 TWh, e sfruttando tutti gli altri impianti, riuscirebbe a ridurre la domanda gas, nel periodo considerato, di 7-9 miliardi di metri cubi, servendo peraltro una domanda addizionale di quasi 30 TWh (ovvero le mancate importazioni).

Nonostante questo indubbio risultato raggiunto dal sistema elettrico, il sistema gas Italia si ritroverebbe a dover gestire un ammanco di circa 9 - 10 miliardi di metri cubi, come riportato nella tabella sottostante. Questo vuol dire che, nonostante lo sforzo del sistema elettrico qui proposto, si dovrebbero comunque introdurre misure di contenimento della domanda elettrica, possibilmente con dei distacchi programmati, al fine di ridurre ulteriormente il consumo termoelettrico di gas.

Tabella 8: Domanda e offerta stimata. Fonte: Elaborazioni FEEM

Miliardi di Smc	Domanda non vincolata civile	Domanda non vincolata industria	Domanda stimata termoelettrico	Offerta stimata	GAP da colmare
DOMANDA PREVISTA	15,3	34,9	17,5 - 19,1	58,8	8,9 - 10,5

Allo stesso modo, anche il settore industriale sarebbe chiamato a partecipare al contenimento della domanda di gas. Il prezzo del gas potrebbe fornire ragioni economiche ad alcuni settori, che potrebbero decidere di non produrre: con prezzi superiori ai 100 €/MWh, non sarebbe possibile garantire la profittabilità di molte produzioni.

Il settore certamente più difficile da gestire è sicuramente quello degli usi civili. Come si evince dai dati del 2020, la pandemia non ha praticamente intaccato i consumi di questo settore, peraltro esposto alle condizioni climatiche. Certamente, chiusure di uffici e telelavoro strutturato, potrebbero

ridurre la domanda di riscaldamento di edifici commerciali e di uffici.

Più in generale, una situazione di tensione prolungata potrebbe portare ad una riduzione della domanda gas, riducendo anche il divario da colmare, sempre a condizione che si riescano ad attivare davvero le forniture alternative indicate.

In definitiva, i risultati preliminari di questo studio indicano che l'interruzione delle forniture dalla Russia è un'eventualità da scongiurare con forza. Qualora dovesse succedere, tuttavia, è importante mettere in atto un vero e proprio programma emergenziale.

06

Conclusioni

L'invasione della Ucraina da parte dell'esercito russo ha scatenato una crisi geopolitica senza precedenti, che sta già avendo ripercussioni su vari settori, incluso quello energetico. L'attuale livello di scontro non consente di escludere l'interruzione di forniture di gas dalla Russia all'Europa.

Per questo motivo, FEEM ha elaborato degli scenari energetici ed elettrici per capire come il sistema Italia possa al meglio gestire questa possibile interruzione delle forniture, soprattutto se si prolungassero per un anno e colpissero il nostro Paese da adesso fino alla fine del prossimo inverno.

In termini di sostituzione degli import, si ipotizza che il nostro Paese sia in grado di approvvigionarsi comunque di 58 miliardi di metri cubi nei prossimi 13 mesi. Rispetto a consumi che si aggirano intorno ai 70 miliardi, si tratta di capire quali settori potrebbero contribuire nella riduzione della domanda gas. Per questo motivo, FEEM, tramite il suo modello elettrico, ha girato delle simulazioni del settore elettrico per valutarne la resilienza e la possibilità di sostituzione del gas con altre fonti.

In caso di assenza del gas, le analisi svolte ipotizzano la necessità per la generazione nazionale di coprire la domanda elettrica senza poter contare sulle importazioni, visto che

tutti i Paesi europei sarebbero pesantemente impattati. In queste condizioni, rispetto a uno scenario BAU, dove, nonostante le tensioni geopolitiche, il gas continua ad arrivare e il commercio di elettricità non è limitato, si ottiene che:

- Al fine di fornire il sistema elettrico e garantirne i parametri di sicurezza, sarebbe comunque necessario utilizzare fra i 17 e i 19 miliardi di metri cubi, a seconda dei diversi livelli di idraulicità;
- Lo Scenario di crisi comporterebbe un aumento di prezzo, rispetto allo Scenario BAU, di circa 150 €/MWh (prezzo medio dei due scenari di crisi pari a 390 €/MWh e 400 €/MWh, a seconda della disponibilità idrica);
- Il massiccio ricorso al carbone, per limitare il ricorso al gas, porterebbe con sé un aumento delle emissioni di oltre 30 milioni di metri cubi.

Nonostante l'importante contributo del sistema elettrico, mancherebbero comunque 9-10 miliardi di metri cubi per gli altri settori. Per questo motivo, misure di razionalizzazione e razionamento sarebbero necessarie per gestire la crisi.

Queste analisi preliminari potrebbero essere integrate con valutazioni di tipo macroeconomico per capire quali impatti questa interruzione dei flussi potrebbe avere sull'economia italiana ed europea. In

particolare, prezzi altissimi e il razionamento necessario della domanda, potrebbero portare a una forte contrazione del PIL che, a sua volta, ridurrebbe la domanda energetica e quindi la necessità di disporre di ulteriore gas.

Inoltre, una simulazione dei mercati europei dell'elettricità e del gas, consentirebbe di valutare meglio possibili misure di solidarietà e di supporto reciproco.

Referenze

<https://transparency.entsoe.eu/>

<https://www.enerdata.net/>

<https://tyndp.entsoe.eu/>

<https://www.terna.it/it>

<https://www.powernext.com/>

<https://www.mercatoelettrico.org/it/>

<https://www.bruegel.org/2022/02/preparing-for-the-first-winter-without-russian-gas/>



Fondata nel 1989, la **Fondazione Eni Enrico Mattei (FEEM)** è un centro di ricerca internazionale, no profit, orientato alla policy e un think tank che produce ricerca di alta qualità, innovativa, interdisciplinare e scientificamente rigorosa nell'ambito dello sviluppo sostenibile. La Fondazione contribuisce alla qualità del processo decisionale nelle sfere del pubblico e del privato attraverso studi analitici, consulenza alla policy, divulgazione scientifica e formazione di alto livello.

Grazie al suo network internazionale, FEEM integra le sue attività di ricerca e di disseminazione con quelle delle migliori istituzioni accademiche e think tank del mondo.



Fondazione Eni Enrico Mattei

Corso Magenta 63, Milano – Italia

Tel. +39 02.520.36934

Fax. +39.02.520.36946

E-mail: letter@feem.it

www.feem.it

