



# MINISTERO DELLA TRANSIZIONE ECOLOGICA

Audizione del Ministro della transizione ecologica

Prof. Roberto Cingolani

*innanzi alla X Commissione della Camera dei deputati*

*e alla 10<sup>a</sup> Commissione del Senato della Repubblica*

sui prezzi dell'energia e sulla sicurezza degli approvvigionamenti, anche in relazione  
Comunicazione della Commissione al Parlamento europeo, al Consiglio europeo, al  
Consiglio, al Comitato economico e sociale europeo e al Comitato delle regioni: Risposta  
all'aumento dei prezzi dell'energia: un pacchetto di misure d'intervento e di sostegno  
(COM (2021)660)

*14 dicembre 2021*

## INDICE

<i>Contesto geopolitico</i>	<b>pag. 3</b>
<i>Executive summary della parte sulla sicurezza</i>	pag. 4
<i>Grafici</i>	pag. 8
<i>Gestione della sicurezza nel settore energetico</i>	<b>pag. 13</b>
1. <u>Settore gas</u>	
1.1. <i>Presidi e organismi attivi per la sicurezza gas</i>	
1.2. <i>Meccanismi di coordinamento su scala regionale/europea e Piano di emergenza</i>	
2. <u>Settore elettrico</u>	
2.1. <i>Piano di emergenza per la Sicurezza del Sistema Elettrico (PESSE)</i>	
2.2. <i>Presidi e organismi per la sicurezza elettrica</i>	
2.3. <i>Meccanismi di coordinamento su scala regionale/europea</i>	
3. <u>Settore scorte e prodotti petroliferi</u>	
3.1. <i>Presidi e organismi attivi per la sicurezza elettrica</i>	
4. <u>Attività che riguardano tutto il settore energetico</u>	
4.1. <i>Golden Power</i>	
4.2. <i>Infrastrutture critiche</i>	
4.3. <i>Sicurezza informatica</i>	
<i>Le dinamiche dei prezzi dell'energia: considerazioni sulla comunicazione della Commissione europea (COM 2021 (660))</i>	<b>pag. 28</b>

## **CONTESTO GEOPOLITICO DELL'APPROVVIGIONAMENTO NAZIONALE DI GAS E SVILUPPO INFRASTRUTTURALE EUROPEO**

*Il sistema energetico europeo dipende in misura determinante dal gas naturale, di cui la Russia è il principale fornitore. Tuttavia, al fine di diversificare i fornitori, i Paesi europei hanno sostenuto la realizzazione di nuove rotte di importazione (ad esempio, dall'Arzerbaigian) nonostante permangano dubbi sulla sostenibilità economica dell'export verso l'UE via gasdotto.*

### **1. Inquadramento e contesto: importazioni di gas**

Il settore energetico pesa per tre quarti sulle emissioni totali, riconducibili all'utilizzo di fonti fossili per la generazione elettrica e la mobilità. Nella fase centrale della transizione energetica verso le emissioni zero, l'approvvigionamento del gas ha un ruolo centrale per la sicurezza del sistema energetico europeo e nazionale.

Alla previsione di un costante declino del consumo e della produzione interna di gas, si affianca un parallelo incremento dell'importazione di gas, dall'82% del 2020, all'89% nel 2040, che sale al 98% per la sola Italia.

L'UE importa dalla Russia il 48% di gas (43% per l'Italia), il 26% dalla Norvegia (9% per l'Italia), il 9% dall'Algeria (19% per l'Italia), 5% da Qatar e 5% da USA (rispettivamente 10% e 3% per l'Italia).

#### **1. (Segue) Ruolo della Russia**

Diversificazione delle infrastrutture e capacità di stoccaggio riducono le criticità connesse alla dipendenza da Paesi terzi. Tuttavia, la condizione di dipendenza caratterizza la stessa Russia, che fonda la propria economia sulle esportazioni energetiche e il cui ruolo è destinato a consolidarsi.

Le uniche alternative al gas russo sono rappresentate dal gas naturale liquefatto (GNL) e dallo sviluppo del Bacino del Levante (Mediterraneo Orientale), ma richiedono entrambe costose infrastrutture per il trasporto.

#### **2. Ruolo dell'Ucraina**

La rete dell'Ucraina è stata utilizzata quale veicolo del metano russo verso clienti europei (con 3 mld di dollari per diritti di passaggio), con conseguente erosione del potere negoziale di Kiev. Con l'imminente completamento di **Nord Stream 2** (Russia-Germania) i transiti via Ucraina potrebbero azzerarsi.

Usa e Germania hanno raggiunto un accordo sulla base del quale gli Usa non si opporranno al completamento di **Nord Stream 2** e la Germania si impegna a mantenere flussi minimi attraverso la rete ucraina.

### 3. Ruolo USA

Gli USA hanno investito in gas non convenzionale ed esportazione via metaniera, diventando *player* centrali sul mercato globale GNL. A livello **geopolitico**, gli USA mirano a:

1. contenere la **Russia**, indebolendo i rapporti commerciali UE-Russia;
2. consolidare **Israele**, favorendo lo sviluppo e la commercializzazione del gas del Mediterraneo Orientale via nave (GNL) e via gasdotto. Il progetto più significativo è **EastMed** (della francese EDF/Edison), con rotta Israele-Cipro-Grecia-Italia (Puglia). Tale progetto, tuttavia, sta scoraggiando gli investitori, stanti gli elevati costi e l'incertezza del quadro geopolitico.

### 4. Interessi dell'Italia

L'Italia è esposta alle conseguenze negative di un'eventuale interruzione dei transiti attraverso il territorio ucraino in quanto la quasi totalità dei flussi provenienti dalla Russia arriva al punto di ingresso del Tarvisio.

In caso di crisi, è ora possibile sostituire i volumi di transito attraverso l'Ucraina con analoghi volumi provenienti dai gasdotti **Nord Stream 1 e 2** e **Yamal-Europa** (Russia-Bielorussia-Polonia-Germania).

Tale passaggio, tuttavia, comporta le seguenti criticità:

1. **Nord Stream 2** ha capacità inferiore alla rete di transito ucraina;
2. la totale dipendenza dalla Germania ricadrebbe, in termini di costo, sui clienti italiani.

Per quanto riguarda l'eventuale realizzazione del gasdotto nel Bacino del Levante, per l'Italia rilevano due aspetti:

1. entrata in funzione del **TAP** nel 2020 (Azerbaijan-Turchia-Grecia-Albania-Italia);
2. Le riserve del Mediterraneo Orientale interessano **ENI** (attiva in Egitto e Cipro), ma non comportano conseguenze per l'approvvigionamento nazionale.

# LA GESTIONE DELLA SICUREZZA NEL SETTORE ENERGETICO

## (SINTESI)

### 1. Settore Gas

- L'**infrastruttura gas** sul territorio nazionale è costituita da una rete di 264mila Km e raggiunge il 91% dei Comuni.
- Il sistema nazionale del gas è alimentato prevalentemente con **gas di importazione acquisito dall'estero** in modo diversificato (80% tramite gasdotto, 20% tramite importazione di GNL - **cfr. tabella 1**). L'approvvigionamento deriva da Russia (42%), Algeria (14%), Qatar (11%), Norvegia (9%), Libia (8%), Olanda (2%).
- Il gasdotto **TAP**, in particolare, dal 2020 connette Grecia e Italia tramite l'Albania, trasportando gas naturale dalla regione del Mar Caspio in Europa, per approdare sulla costa meridionale italiana (Puglia) e collegarsi alla rete nazionale (8 km) (**cfr. tabella 2**).
- Il **sistema di stoccaggio** garantisce il bilanciamento giornaliero della domanda di gas (**cfr. tabella 3**), assicurando copertura del fabbisogno di punta nella stagione invernale, sicurezza e continuità delle forniture (**cfr. tabella 4**).
- La volatilità del **prezzo** del gas ha raggiunto livelli elevati, in periodo di iniezione in stoccaggio; il livello di riempimento è circa al 90% rispetto alla media degli anni precedenti. Questo potrà causare un aggiustamento al ribasso dei parametri di erogazione delineati (**cfr. tabella 5**).

#### 1.1. Presidi e organismi attivi per la sicurezza gas

- a) **Comitato tecnico di emergenza e monitoraggio del sistema del gas naturale (CTEM)**;
- b) **Gas Coordination Group**.

#### 1.2 Meccanismi di coordinamento su scala regionale/europea e Piano di emergenza

Il **Regolamento (UE) 2017/1938** e il **decreto legislativo 14 del 2021** prevedono misure per garantire il corretto funzionamento del mercato interno del gas naturale, qualora questo non sia in grado di assicurare l'adeguato approvvigionamento caso di carenza o di interruzione di un'infrastruttura di trasporto.

Il Ministero della transizione ecologica ha redatto sia il **Piano di Azione Preventiva** sia il **Piano di Emergenza** (disponibili sul sito del Ministero per la consultazione). In particolare, il Piano di Emergenza

descrive le modalità di intervento a livello nazionale differenziate a seconda della gravità della crisi, con i diversi soggetti coinvolti.

\*\*\*

## 2. Settore Elettrico

Il sistema elettrico è composto da: **produzione** (mix di fonti fossili e rinnovabili, dove queste ultime ricoprono oggi poco meno del 40% del totale), **trasmissione** (Terna), **distribuzione** (attività regolata, in regime di concessione) e **vendita/consumo** (accordi bilaterali e operazioni su piattaforme gestite da terzi). Per garantire la **sicurezza**, **TERNA** è tenuta a rispettare le procedure previste dal cosiddetto “**Codice di rete**”, che include il **Piano di difesa del sistema elettrico**, il **Piano di Rialimentazione e Riaccensione del sistema elettrico nazionale**, **Disposizioni per la predisposizione e l’attuazione del Piano di emergenza per la Sicurezza del Sistema Elettrico (PESSE)** e la **Procedura per la riduzione della generazione distribuita in condizione di emergenza del sistema elettrico nazionale (RIGEDI)**.

### 2.1 Piano di emergenza per la Sicurezza del Sistema Elettrico (PESSE)

Il PESSE attua la disalimentazione a rotazione dei carichi per fronteggiare situazioni di significativa e prolungata carenza energetica ed evitare interruzioni non controllate del servizio elettrico, che causerebbero un maggiore disagio sociale ed economico per la collettività. TERNA fornisce le disposizioni per la predisposizione e l’attuazione dei piani di distacco a rotazione da parte dei Distributori.

### 2.2. Presidi e organismi attivi per la sicurezza elettrica

- a) Attività di **monitoraggio** condotta dal Ministero attraverso **TERNA**;
- b) **Electricity coordination group** (piattaforma di dialogo per lo scambio di informazioni e il coordinamento delle misure di politica dell'energia elettrica con un impatto transfrontaliero).

### 2.3 Meccanismi di coordinamento su scala regionale/europea

Il **Regolamento (UE) 2019/941** prevede che gli Stati membri effettuino Valutazioni del Rischio a livello nazionale e regionale, al fine di sviluppare e perfezionare la gestione dei rischi di catastrofi, determinando scenari concreti di crisi. Il Ministero della transizione ecologica ha trasmesso, nel mese di aprile 2021, il Draft del **Piano di Preparazione ai Rischi** alla Commissione europea, sulla base degli scenari di crisi dell'energia elettrica.

\*\*\*

### 3. Settore scorte e prodotti petroliferi

La **Direttiva 2009/119/CE** del Consiglio stabilisce l'obbligo per gli Stati membri di mantenere un livello minimo di scorte di petrolio greggio e/o di prodotti petroliferi.

Il **decreto legislativo 249 del 2012** ha stabilito nuove modalità di gestione delle scorte petrolifere di sicurezza e ha previsto l'istituzione dell'**Organismo Centrale di Stoccaggio Italiano – OCSIT**, assegnandone funzioni e attività ad **Acquirente Unico**, sotto la **vigilanza del Ministero della transizione ecologica**.

#### 3.1. Presidi e organismi attivi per la sicurezza elettrica

a) **Comitato per l'emergenza petrolifera**, istituito presso il Ministero della transizione ecologica (Direzione Generale Infrastrutture e Sicurezza dei Sistemi Energetici e Geominerari del Dipartimento per l'Energia e il Clima);

b) **Conferenza di servizi** indetta dal Comitato, cui spetta il compito di fissare gli obiettivi, fornire indicazioni operative e presiedere allo svolgimento di tutte le operazioni nel caso in cui venga dichiarato lo **stato di emergenza energetica** da parte del Governo.

\*\*\*

### 4. Attività che riguardano tutto il settore energetico (gas, energia elettrica, petrolio)

#### 4.1 Golden Power

In Italia la “protezione della proprietà” delle infrastrutture ritenute strategiche nel settore dell'*energia* è esercitata mediante l'applicazione della normativa, cosiddetta, *Golden Power*.

#### 4.2 Infrastrutture critiche

**Nell'ordinamento italiano, non esiste una norma specifica che individua le Infrastrutture Critiche nazionali.** L'unico riferimento giuridico è il decreto legislativo n. 61 del 2011 che definisce (art. 2, § 1.b) le infrastrutture critiche come “*infrastrutture, situate in uno Stato membro dell'Unione Europea, che è essenziale per il mantenimento di funzioni sociali vitali, salute, sicurezza, sicurezza, economica o il benessere sociale delle persone, e la loro interruzione o distruzione avrebbe un impatto significativo in quello Stato a causa del fallimento nel mantenere tali funzioni*”. **Nel 2019 sono stati elencati una serie di criteri settoriali, in base ai quali individuare le Infrastrutture critiche nazionali.**

### 4.3 Sicurezza informatica

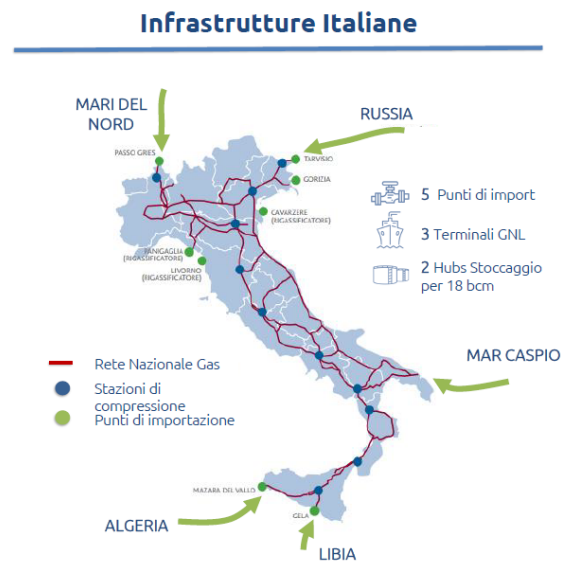
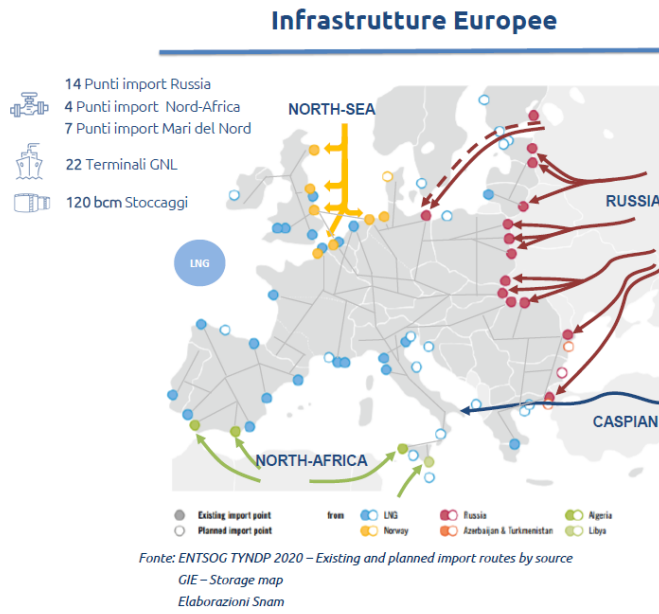
Principali ambiti di interesse:

4.1 **l'Istituto Superiore delle Comunicazioni e delle Tecnologie dell'Informazione (ISCOM)**, in collaborazione con le Direzioni generali del MITE competenti nel settore energetico, ha individuato gli **Operatori di servizi essenziali (il cui elenco è segreto) e i fornitori di servizi digitali (DSP - Digital Service Provideres)**.

4.2 **Enti pubblici e privati nazionali** che, utilizzando reti di sistemi e servizi informatici, svolgono una funzione essenziale dello Stato o forniscono un servizio essenziale per lo svolgimento di attività civili, sociali o economiche ritenute vitali per l'interesse dello Stato.

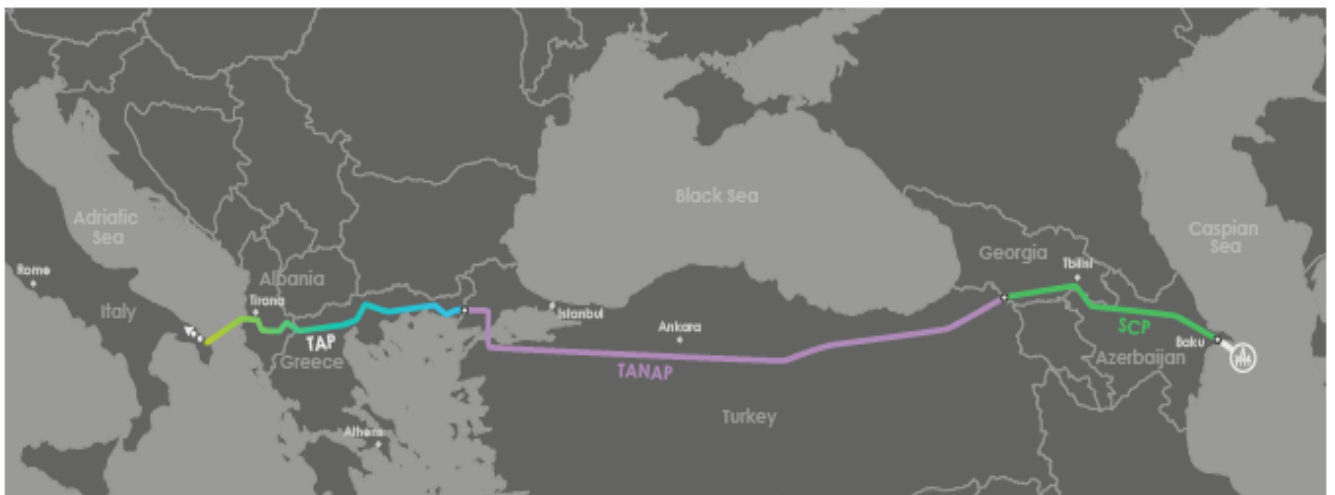


**Tabella 1**



Fonte: SNAM

**Tabella 2**



**Tabella 3**

BILANCIO MENSILE DEL GAS NATURALE							
ITALIA (1)							
(Milioni di Standard metri cubi a 38,1 MJ/mc)							
		Agosto			Gennaio-Agosto		
		2021	2020	Variaz. %	2021	2020	Variaz. %
a)	PRODUZIONE NAZIONALE (2)	275	345	-20,2%	2.212	2.786	-20,6%
b)	IMPORTAZIONI	5.475	5.270	3,9%	48.398	44.927	7,7%
	MAZARA DEL VALLO*	1.336	1.081	23,6%	14.150	5.831	142,7%
	GELA*	290	251	15,4%	2.216	3.012	-26,4%
	TARVISIO	2.321	2.456	-5,5%	19.381	19.158	1,2%
	PASSO GRIES	9	552	-98,3%	1.149	8.066	-85,8%
	MELENDUGNO*	773	-	-	4.207	-	-
	PANIGAGLIA (2)	114	293	-61,2%	1.025	1.854	-44,7%
	CAVARZERE (2)	535	283	89,3%	4.902	4.472	9,6%
	LIVORNO (2)	93	352	-73,6%	1.340	2.509	-46,6%
	GORIZIA	1	-	-	12	2	653,2%
	Altri	2	2	-31,7%	15	23	-34,1%
c)	Esportazioni	243	40	504,9%	689	174	295,7%
d)	Variazione delle scorte (2)	1.626	1.332	22,1%	1.638	2.497	-34,4%
e) = a)+b)-c)-d)	Consumo Interno Lordo	3.881	4.243	-8,5%	48.283	45.041	7,2%

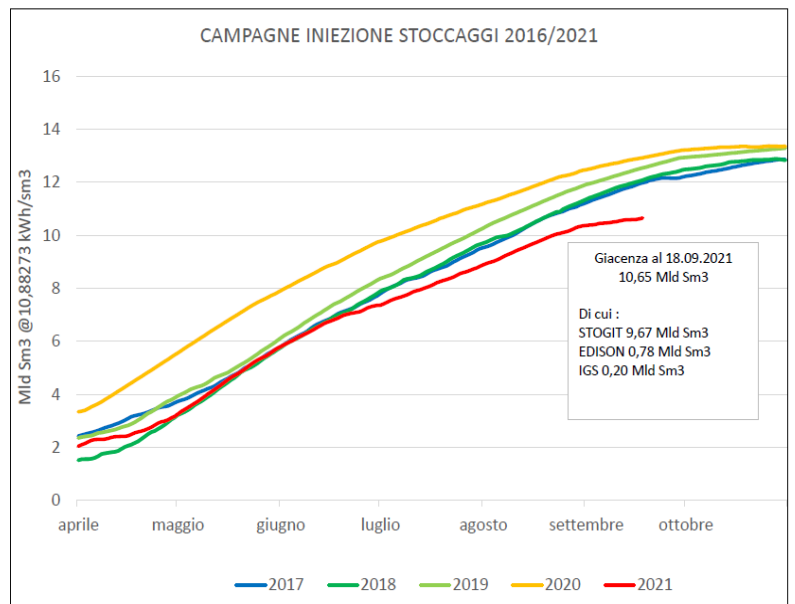
Fonte: Ministero della transizione ecologica - DGISSEG  
 \* Valore massimo in transito da sud (Mazara del Vallo, Gela e Melendugno) = 146 MSm<sup>3</sup>/g  
 (1) Preconsuntivi al netto dei transiti  
 (2) comprende consumi e perdite

Utilizzo infrastrutture gennaio-agosto 2021	Cap. Tec. [MSm <sup>3</sup> /g]
MAZARA DEL VALLO*	112
GELA*	50
TARVISIO	118
PASSO GRIES	66
MELENDUGNO*	51
PANIGAGLIA (2)	14
CAVARZERE (2)	23
LIVORNO (2)	16
GORIZIA	5
Utilizzo infrastrutture trasporto da sud* gennaio-agosto 2021	146

Flussi di gas attuali del sistema italiano e percentuali di utilizzo delle infrastrutture.

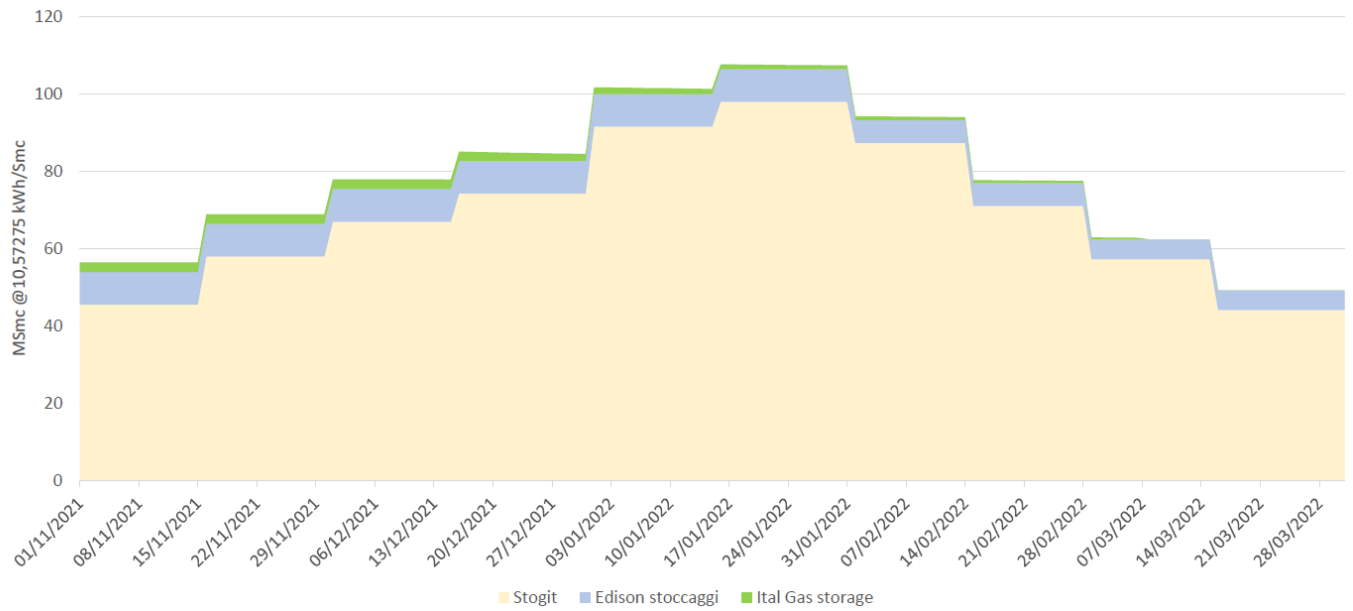
**Tabella 4**

Stoccaggio [Q421-Q122]	Spazio Offerto	Spazio Conferito
Stogit	12.020	10.564
Ital Gas Storage	210	210
Edison Stoccaggio	901	901
<b>Totale</b>	<b>13.131</b>	<b>11.675</b>



Conferimento e riempimento del sistema italiano degli stoccaggi tra aprile e metà settembre.

**Tabella 5**



*Profilo di erogazione dagli stoccaggi di gas durante l'inverno.*

# LA GESTIONE DELLA SICUREZZA NEL SETTORE ENERGETICO

## (RELAZIONE COMPLETA)

### 1. Settore Gas

L'Italia è dotata di una infrastruttura gas ben sviluppata e diffusa su tutto il territorio nazionale che comprende:

- ✓ circa 290.000 km di rete di trasporto e distribuzione
- ✓ 3 Terminali di rigassificazione
- ✓ oltre 18 Mld mc di capacità di stoccaggio

In particolare, l'infrastruttura locale di distribuzione del gas naturale, costituita da una rete di 264mila km, si sviluppa in tutto il Paese raggiungendo il 91% dei Comuni e servendo oltre 25 milioni di punti di riconsegna.

Relativamente all'approvvigionamento, il sistema italiano è fortemente esposto all'acquisto dall'estero ma appare ben diversificato:

- modalità di approvvigionamento: l'80% avviene tramite gasdotto e per il restante 20% tramite importazione di GNL;
- rotte di approvvigionamento: nel 2019 sono stati importati circa 71 Mld mc (di questi, circa 42% Russia, 14% Algeria, 11% Qatar, 9% Norvegia, 8% Libia, 2% Olanda)<sup>1</sup>

Si evidenzia che, nell'anno 2020, si è registrata una diminuzione delle importazioni causata dalla pandemia.

Come sopra riportato, il sistema nazionale del gas è alimentato prevalentemente con gas di importazione, prodotto in Paesi stranieri e importato per mezzo di gasdotti internazionali, ovvero trasportato via mare come GNL e importato tramite terminali di rigassificazione.

Le infrastrutture di importazione principali sono:

- il gasdotto TAG, che attraversa l'Austria, per l'importazione di gas proveniente dalla Russia, e si connette alla Rete Nazionale dei Gasdotti a Tarvisio;
- il gasdotto TRANSITGAS, che interconnette la rete di trasporto tedesca (punto di ingresso di Wallbach) e quella francese (punto di ingresso di Rodersdorf) alla rete italiana (punto di ingresso di Passo Gries). Il Transitgas permette l'importazione e l'esportazione dall'Italia del gas proveniente dai mercati nord europei;

---

<sup>1</sup> Fonti: Snam Rete Gas e Relazione Annuale ARERA 2020

- il gasdotto TMPC (TRANSMED), che attraversa il canale di Sicilia da CapBon (Tunisia) fino a Mazara del Vallo, dove si connette con la Rete Nazionale, e importa gas algerino;
- il gasdotto GREENSTREAM, gasdotto di collegamento tra Libia e Italia, che si connette con la Rete Nazionale a Gela, e importa gas prodotto in Libia;
- il gasdotto TAP, di interconnessione tra Grecia e Italia via Albania, che si connette alla Rete Nazionale a San Foca in Puglia;
- il terminale di rigassificazione di Panigaglia;
- il terminale di rigassificazione di Rovigo;
- il terminale di rigassificazione OLT di Livorno in Toscana.

Si segnala, tra i sopra riportati gasdotti, il gasdotto TAP che, insieme a TANAP, è il gasdotto che trasporta gas naturale dalla regione del Mar Caspio in Europa, attraversando la Grecia settentrionale (550 km), l'Albania (215 km) e l'Adriatico per approdare sulla costa meridionale italiana (Puglia) e collegarsi alla rete nazionale (8 km).

Tale gasdotto costituisce il collegamento diretto alle risorse di gas dell'area del Mar Caspio, aprendo il Corridoio Meridionale del Gas, lungo 4.000 chilometri. **I lavori di costruzione del gasdotto in Italia sono iniziati nel maggio 2016 e il metanodotto è entrato in esercizio commerciale a decorrere dal 15 novembre 2020, contribuendo ad aumentare la capacità del Paese di accedere ai mercati internazionali e alla diversificazione delle forniture.** Dalla tabella sottostante, si deduce il contributo di tale gasdotto relativamente ai dati aggiornati ad agosto 2021:

L'approvvigionamento di gas in Italia, in condizioni normali, non è sotto stress perché il sistema è abbondantemente differenziato. In un quadro internazionale che muta, alcune infrastrutture sono attualmente sotto utilizzate e altre invece lo sono quasi al massimo delle potenzialità. In ogni caso, essendo il gas una materia prima strettamente legata alla sua natura fisica e alle distanze che deve percorrere attraverso le infrastrutture di importazione, un bilanciamento giornaliero della domanda può essere fatto prevalentemente attraverso lo stoccaggio.

Gli utenti del sistema stoccaggio possono erogare il gas in modo da coprire al meglio la domanda invernale. Infatti, il profilo di erogazione dal sistema degli stoccaggi è prefissato al momento della firma del decreto ministeriale che ogni anno viene emanato entro la fine di febbraio. Il sopradescritto sistema infrastrutturale e di approvvigionamento italiano (costituito da reti, rigassificatori e stoccaggi) ha finora

garantito, anche durante le passate situazioni di crisi, la copertura del fabbisogno di punta nella stagione invernale, la sicurezza e la continuità delle forniture.

### **1.1. Presidi e organismi attivi per la sicurezza gas**

#### **a) Comitato tecnico di emergenza e monitoraggio del sistema del gas naturale (CTEM)**

Il Comitato tecnico di emergenza e monitoraggio del sistema del gas naturale (CTEM) è stato istituito dal decreto del Ministro delle attività produttive del 26 settembre 2001, con funzione consultiva del Ministero, Tale Comitato, riunendosi periodicamente, ha il compito, principalmente, di (i) formulare proposte per la definizione delle possibili situazioni di emergenza, (ii) individuare gli strumenti di intervento in caso di emergenza, (iii) formulare proposte per la definizione della procedura e della tempistica per l'attivazione di tali strumenti; (iv) effettuare periodicamente il monitoraggio del funzionamento del sistema del gas.

Il CTEM è composto dai rappresentanti del MITE (DGISSEG e DGAECE), da un rappresentante di ARERA e di TERNA, nonché dai rappresentanti delle società operanti in Italia nel settore del trasporto, dello stoccaggio gas, e della rigassificazione, i cui nominativi sono indicati dalle rispettive società.

Nel corso delle riunioni del CTEM si esamina il consuntivo degli approvvigionamenti e dei consumi di gas nel ciclo termico invernale trascorso nonché gli esiti della campagna di iniezione dell'anno corrente, con la presentazione dei dati da parte di SNAM, delle Società che gestiscono stoccaggi e delle Società che gestiscono i rigassificatori. Inoltre, si acquisiscono i dati forniti da TERNA sulle previsioni del consumo termoelettrico e si analizzano gli scenari di approvvigionamento per l'inverno successivo, al fine di valutare la necessità di predisporre eventuali misure attuabili in caso di necessità.

Il livello di emergenza viene dichiarato dal MiTE, sentito il Comitato, qualora si riscontrino le previsioni elencate nel Piano di Emergenza gas (Allegato 2 al decreto ministeriale 18 dicembre 2019) o, in caso di necessità di interventi immediati e indifferibili, dall'Impresa maggiore di trasporto (Snam Rete Gas) che ne dà immediata comunicazione al MiTE e al Comitato per la sua conferma.

Il MiTE, anche su proposta del Comitato, adotta le misure non di mercato necessarie alla gestione dell'emergenza e ne dà comunicazione, anche per mezzo di Snam Rete Gas.

Snam Rete Gas pubblica sul proprio sito internet le informazioni inerenti l'emergenza dichiarata e comunica al MiTE e al Comitato l'evoluzione dell'emergenza.

In questa fase gli utenti della rete di trasporto, a seguito della dichiarazione dell'emergenza, mettono immediatamente a disposizione di Snam Rete Gas e delle imprese di stoccaggio, l'aggiornamento delle informazioni relative alla programmazione dei flussi relativi al proprio mercato.

Snam Rete Gas, sulla base dei dati ricevuti dagli utenti della rete di trasporto e delle valutazioni effettuate dalle imprese di stoccaggio, verifica lo stato del sistema gas anche tenendo conto dei benefici derivanti dalle misure attuate per far fronte alla situazione di crisi e comunica al MiTE e al Comitato gli aggiornamenti relativi all'emergenza.

La cessazione dello stato di emergenza viene dichiarata dal MiTE, qualora, sulla base del confronto tra la previsione del fabbisogno e la disponibilità prevista di gas, Snam Rete Gas evidenzia l'attenuazione delle condizioni di criticità. In ogni caso, il MiTE, sentito il Comitato, valuta se sospendere una o più misure adottate durante l'emergenza, ovvero la cessazione del livello di emergenza.

Attualmente è in corso di organizzazione, in considerazione dell'approssimarsi della prossima stagione invernale, la riunione periodica del Comitato, prevista per la metà di ottobre 2021.

#### **b) Gas Coordination Group**

Il Gas Coordination Group è una piattaforma di dialogo tra Commissione europea e Stati membri in tema di sicurezza degli approvvigionamenti di gas i cui compiti sono stati definiti dal Regolamento (UE) 994/2010 sulla sicurezza dei sistemi gas europei, abrogato e aggiornato dal vigente Regolamento (UE) 2017/1938. Nell'ambito del Gas Coordination Group viene periodicamente analizzata e monitorata la condizione del sistema del gas europeo alla presenza degli Stati membri e delle associazioni di categoria rilevanti per il sistema stesso (per esempio ENTSOG - associazione trasportatori, EFET – associazione dei traders energetici, IOPG – associazione produttori, etc...). In seno al Gas Coordination Group il Regolamento 2017/1938 ha previsto inoltre la creazione di gruppi di lavoro utili all'identificazione dei rischi legati a singoli corridoi di approvvigionamento del mercato europeo (come per esempio quello ucraino e quello libico, presieduti dalla delegazione italiana). Questi gruppi producono periodicamente documenti di sintesi utili a capire il quadro generale (Common risk assessment).

### **1.2 Meccanismi di coordinamento su scala regionale/europea e Piano di emergenza**

Nell'ambito del quadro normativo europeo, al fine di rafforzare la sicurezza energetica della UE nel settore gas, è stato adottato il **Regolamento (UE) 2017/1938**, il quale prevede misure per garantire il corretto funzionamento del mercato interno del gas naturale qualora questo non sia in grado di assicurare l'adeguato approvvigionamento caso di carenza o di interruzione di un'infrastruttura di trasporto.

Con il decreto legislativo 2 febbraio 2021, n. 14, recante “*Disposizioni per l'adeguamento della normativa nazionale alle disposizioni del regolamento (UE) 2017/1938 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 25 ottobre 2017, concernente misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas e che abroga il regolamento (UE) n. 994/2010.*”, si è proceduto ad adeguare la normativa italiana a quanto previsto dal Regolamento.

In particolare, il citato Regolamento prevede, tra gli altri obblighi, che ogni Stato Membro dell'Unione Europea provveda a valutazioni di rischio regionali, oltre che nazionali, nonché rediga, con periodici aggiornamenti, tre documenti utili a descriverne i rischi dei sistemi nazionali del gas naturale, ad attuare precauzioni affinché il rischio sia mitigato e a gestire situazioni di crisi.

Questi documenti sono la “valutazione del rischio” (risk assessment), il “piano di azione preventiva” (preventive action plan) ed il “piano di emergenza” (emergency plan).

**Il Ministero ha redatto sia il Piano di Azione Preventiva sia il Piano di Emergenza (disponibili sul sito del Ministero per la consultazione). In particolare, il Piano d'emergenza descrive le modalità di intervento a livello nazionale differenziate a seconda della gravità della crisi, con i diversi eventuali soggetti coinvolti.**

Inoltre, nell'ottica di reazione coordinata ad eventuali crisi di approvvigionamento, il citato Regolamento prevede la predisposizione di **accordi intergovernativi in base ai quali ciascuno Stato potrà chiedere e fornire solidarietà** nella fornitura di gas a uno Stato membro richiedente.

Dette misure sono oggetto di confronto in seno al Gas Coordination Group che funge da piattaforma di dialogo tra Commissione europea e Stati membri in tema di sicurezza degli approvvigionamenti di gas.

\*\*\*

## **2. Settore Elettrico**

Il sistema elettrico è schematicamente composto da quattro segmenti distinti: produzione, trasmissione, distribuzione e vendita/consumo.

La produzione e la vendita di elettricità sono attività di libero mercato, la produzione esercitabile nell'ambito di alcuni vincoli di interesse pubblico. Nel nostro Paese la produzione di energia elettrica è costituita da un mix di fonti fossili e rinnovabili, dove queste ultime ricoprono oggi poco meno del 40% del totale.



L'attività di trasmissione è un'attività regolata e non a mercato, riservata allo Stato e attribuita in concessione a TERNA SpA. E' svolta attraverso la rete di trasmissione nazionale (costituita dalle linee elettriche in alta e altissima tensione, dalle stazioni di trasformazione e/o smistamento e dalle linee di interconnessione che permettono lo scambio di elettricità con i paesi esteri) e ha la funzione di trasportare sia l'energia elettrica prodotta dalle centrali elettriche sia quella importata dall'estero verso le aree di consumo dove sarà utilizzata dopo la trasformazione a tensione più bassa. La gestione del sistema di trasmissione nazionale e l'attività di dispacciamento, relativa alla gestione dei flussi di energia elettrica sulla rete, sono finalizzate a tenere in equilibrio la produzione con la richiesta.

La distribuzione elettrica attraverso le reti di bassa tensione è anch'essa un'attività regolata, effettuata da diversi soggetti, in regime di concessione rilasciata da questo Ministero.

Il "mercato dell'energia" è il luogo dove operano venditori e acquirenti di energia elettrica ed è costituito da una serie di segmenti che prevedono sia la possibilità di accordi bilaterali, sia la possibilità di effettuare operazioni su piattaforme gestite da terzi (borsa elettrica).

Per quanto attiene la sicurezza del sistema elettrico, si fa presente che la società TERNA è tenuta a rispettare, nello svolgimento delle attività di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e manutenzione della rete sopra dette, le procedure previste dal cosiddetto "**Codice di rete**", che fornisce specificatamente indicazione per la gestione in "sicurezza del sistema elettrico nazionale".

In particolare, tra gli allegati del Codice di rete rientrano (i) "Piano di Difesa del sistema elettrico", (ii) "Piano di Rialimentazione e Riaccensione del sistema elettrico nazionale", (iii) "Disposizioni per la predisposizione e l'attuazione del Piano di Emergenza per la Sicurezza del Sistema Elettrico (PESSE)" e (iv) "Procedura per la Riduzione della Generazione Distribuita in condizione di emergenza del Sistema elettrico Nazionale - (RIGEDI)".

## **2.1 PESSE**

Tra i sopra riportati Piani, si segnala il PESSE (Piano di Emergenza per la Sicurezza del Sistema Elettrico) che, principalmente, ha l'obiettivo di attuare la disalimentazione a rotazione dei carichi al fine di fronteggiare situazioni di significativa e prolungata carenza energetica e di evitare interruzioni non controllate del servizio elettrico, che causerebbero un maggiore disagio sociale ed economico per la collettività.

In particolare, nell'ambito del citato allegato al Codice di rete, TERNA fornisce le disposizioni per la predisposizione e l'attuazione dei piani di distacco a rotazione da parte dei Distributori.

Ciascun Distributore predispone il proprio Piano sulla base dei criteri individuati da TERNA la quale, ove si verificano le condizioni di applicazione del PESSE, ne richiederà l'applicazione. Il Piano di ciascun Distributore agisce su un carico la cui entità distaccabile al massimo Livello di Severità è pari ad almeno il 22,5% del carico totale alimentato da ogni singolo Distributore nelle condizioni critiche a livello nazionale. Il Piano coinvolge tutta l'Utenza ad eccezione delle Utenze interrompibili.

L'Utenza è suddivisa in 20 Gruppi di Distacco, di cui 15 effettivamente distaccabili e 5 non distaccabili. A ciascuno dei 15 gruppi distaccabili sono assegnati, nell'ambito della singola giornata, più Turni di Rischio di disalimentazione di 1,5 ore ciascuno. Nel caso più gravoso ogni gruppo può essere interrotto per un massimo di 4,5 ore al giorno suddivise in tre intervalli da 1,5 ore ognuno. Nella definizione dei singoli Gruppi di Distacco, il Distributore deve evitare che l'eventuale distacco di più gruppi possa interessare zone limitrofe. Ciò riguarda in particolare le città, che devono essere suddivise in più Gruppi di Distacco in modo da evitare la partecipazione al distacco di aree urbane troppo vaste.

Nell'ambito delle azioni di comunicazione relative ai soli periodi in cui si prospettano emergenze, TERNA, normalmente ogni venerdì, rende note le proprie informazioni sullo stato del sistema elettrico relative alla settimana successiva, segnalando i giorni in cui potrebbero essere richiesti distacchi di carico. Normalmente quindi, nei periodi di emergenza, TERNA con cadenza settimanale e conferma giornaliera diffonde a determinati soggetti (Distributori di riferimento; Ministero della Transizione Ecologica; Ministero dell'Interno; Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente; Dipartimento della Protezione Civile; Associazione Nazionale Comuni Italiani (ANCI); Unione delle Province d'Italia (UPI); Conferenza dei Presidenti delle Regioni) una comunicazione relativa alla Condizione di Pre-Allerta o alla Condizione di Allerta.

I Distributori di riferimento daranno informazione delle possibili disalimentazioni, indicando le zone di Utenza interessate, ai seguenti soggetti: Distributori sotesi; Prefetture; Regioni; Comuni; ogni altra Autorità locale ritenuta necessaria; Utenti; Organi di informazione.

Nel giorno indicato per la possibile applicazione del Piano, se le condizioni attese di criticità dovessero permanere, TERNA comunicherà ai Distributori di riferimento, tramite Posta Elettronica Certificata con un preavviso di almeno 30 minuti, l'attuazione del Piano. Solo in presenza di tale comunicazione da parte del Centro Nazionale di Controllo di TERNA, il Distributore è tenuto all'attuazione del Piano. Il messaggio di Posta Elettronica Certificata è di norma preceduto da un contatto telefonico tra le Sale Controllo di Terna ed il Centro Operativo del Distributore.

In caso di attuazione, TERNA effettuerà una richiesta esclusivamente sul Livello di Severità, sul giorno e sull'orario d'inizio e di fine e sull'Area di Applicazione, senza entrare nel dettaglio del Gruppo di Distacco o del Turno di Rischio. Fermo restando quanto sopra, in caso di stati di emergenza del sistema elettrico le cui cause, sia pur improvvise, non possono essere risolte con l'applicazione di altri sistemi di difesa, TERNA può richiedere l'applicazione del Piano con preavviso di 30 minuti anche in assenza di comunicazione delle Condizioni di Pre-Allerta o Allerta descritte in precedenza.

Una volta iniziata l'attuazione del Piano, TERNA impartirà ai Distributori di riferimento, anche telefonicamente, le eventuali ulteriori disposizioni relative all'attuazione dei distacchi, fino al termine dello stato di emergenza del sistema elettrico. TERNA, nell'arco della stessa giornata, eseguirà continuamente il monitoraggio delle risorse e dei vincoli del sistema elettrico e qualora, anche attraverso proprie azioni, dovesse ridursi l'entità dello stato di emergenza, ne darà notizia ai destinatari interessati elencati in precedenza con le medesime modalità utilizzate per l'attuazione del Piano.

Le modalità di comunicazione e attivazione del Piano sono oggetto di prove in bianco. Nel contesto di tali verifiche, TERNA tramite i mezzi di comunicazione precedentemente descritti invia comunicazioni di prova ai Distributori di riferimento, nelle quali sarà esplicitata la natura del test.

Ogni qualvolta si renda necessaria l'applicazione del Piano, TERNA provvederà, entro 30 giorni dall'attivazione dello stesso, alla redazione di un rapporto che dovrà essere trasmesso al MiTE ed all'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente e dove saranno indicate le condizioni del sistema che hanno reso necessaria l'attivazione del Piano, le modalità con cui è stato implementato, e l'impatto della sua attuazione. Entro una settimana dall'applicazione del Piano, i Distributori di riferimento dovranno fornire a TERNA un rapporto esaustivo riguardante gli effetti sull'Utenza, le azioni poste in essere ed i risultati delle medesime, nonché le proposte per i successivi interventi.

## **2.2. Presidi e organismi attivi per la sicurezza elettrica**

### **a) Attività di monitoraggio condotta dal Ministero**

Al fine di **monitorare e valutare le condizioni di sicurezza ed adeguatezza del sistema elettrico**, TERNA invia al Ministero delle apposite valutazioni per i due periodi dell'anno maggiormente critici, l'estate e l'inverno, caratterizzati da una elevata domanda e che necessitano, pertanto, di essere gestiti sul fronte della sicurezza. In particolare, nel caso in cui dalle suddette valutazioni emergano situazioni potenzialmente critiche, in coerenza con il d.lgs. 93/11, il Ministro può fornire specifici indirizzi a TERNA

e ad ARERA affinché siano messe in campo misure straordinarie per riportare i margini di riserva del sistema ai valori standard.

Inoltre, il Ministero, oltre alle valutazioni di sicurezza estive e invernali, provvede al monitoraggio generale sulle condizioni di sicurezza del sistema elettrico con riferimento alle richieste per la messa fuori servizio definitiva degli impianti di generazione di energia elettrica, ivi inclusi quelli per il processo di *phase out* dal carbone, nonché sulle misure per promuovere la realizzazione di impianti e la adeguata disponibilità di capacità produttiva.

Al riguardo, si segnala che il sopracitato *phase out* dal carbone, cioè l'abbandono del carbone quale combustibile per la produzione di energia elettrica, previsto dalla Strategia energetica nazionale 2017 (SEN 2017) e confermato dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima 2019 (PNIEC 2019), è un obiettivo molto ambizioso ma indispensabile per poter affrontare con efficacia le sfide ambientali e climatiche, orientate ad una progressiva e spinta decarbonizzazione.

Nel nostro Paese, ad oggi, sono attive 8 centrali alimentate a carbone, per un totale di circa 7000 MW di potenza installata, le quali mediamente producono circa il 10% dell'energia totale annua immessa nella rete elettrica nazionale. Pertanto, il sopra riportato obiettivo di chiusura degli impianti di produzione a carbone, al fine di assicurare il mantenimento dell'adeguatezza e della sicurezza del sistema elettrico, è stato subordinato a una serie di interventi preordinati strutturali di potenziamento del sistema elettrico, in termini di nuova potenza FER, di nuove infrastrutture di rete (es, Tyrrhenian Link, Adriatic link), di nuovi sistemi di accumulo, ma anche di nuova potenza a gas (quest'ultima destinata a essere utilizzata per un numero di ore annuo inferiore rispetto ai tradizionali cicli combinati).

Dal momento che la realizzazione delle succitate opere, indispensabili al raggiungimento degli obiettivi del PNIEC (capacità produttiva da FER, gas e da accumuli, nonché opere di rete), è a sua volta dipendente dalla capacità delle diverse Amministrazioni di provvedere in tempi rapidi alla conclusione dei procedimenti amministrativi, sono stati adottati due DL, i cosiddetti DL semplificazione (il DL 76 del 2020 convertito con Legge dell'11 settembre 2020 n.120 e il DL 77 del 2021 convertito con Legge del 29 luglio 2021 n. 108), per semplificare le complesse procedure autorizzative.

Inoltre, al fine di favorire la realizzazione della nuova capacità necessaria a raggiungere gli obiettivi del PNIEC, assicurando al contempo l'adeguatezza del sistema elettrico nel medio-lungo periodo, è stato introdotto lo strumento del *capacity market*. La gestione di tale strumento è affidata a TERNA, cui spetta l'elaborazione delle analisi di adeguatezza per valutare le necessità del sistema nel medio-lungo periodo,

nonché organizzare le aste della nuova capacità con diversi orizzonti temporali; l'attività di realizzazione della nuova capacità di generazione indicata nelle aste è invece attività libera, sottoposta a diversi regimi di autorizzazione a seconda della tipologia di impianto.

#### **b) Electricity coordination group**

L'Electricity coordination group è una piattaforma di dialogo per lo scambio di informazioni e il coordinamento delle misure di politica dell'energia elettrica con un impatto transfrontaliero. Condivide inoltre esperienze, migliori pratiche e competenze in materia di sicurezza dell'approvvigionamento elettrico, compresa la preparazione ai rischi, l'adeguatezza della generazione e la stabilità della rete transfrontaliera, e assiste la Commissione europea nell'elaborazione delle sue iniziative politiche.

I membri del gruppo rappresentano le autorità governative nazionali, in particolare i Ministeri responsabili dell'energia, le Autorità nazionali di regolamentazione dell'energia per l'energia, l'Agenzia per la cooperazione tra i regolatori dell'energia (ACER) e la Rete europea dei gestori dei sistemi di trasmissione dell'energia elettrica (ENTSO-E).

### **2.3 Meccanismi di coordinamento su scala regionale/europea**

Nell'ambito del quadro normativo europeo, al fine di rafforzare la sicurezza energetica della UE nel settore gas, è stato adottato il **Regolamento (UE) 2019/941**, il quale prevede che gli Stati membri devono effettuare Valutazioni del Rischio a livello Nazionale e Regionale, al fine di sviluppare e perfezionare la gestione dei rischi di catastrofi, determinando scenari concreti di crisi.

Per garantire un approccio comune alla prevenzione e alla gestione delle crisi dell'energia elettrica, l'Autorità competente di ciascuno Stato membro (per l'Italia individuata nella DGISSEG) deve elaborare un **Piano di Preparazione ai Rischi**, sulla base degli scenari di crisi dell'energia elettrica.

Nel rispetto delle tempistiche del Regolamento, questo Ministero ha trasmesso, nel mese di aprile 2021, il Draft di Piano alla Commissione europea, la quale può formulare eventuali osservazioni entro 4 mesi, così da consentire il consolidamento del Piano per l'inizio del 2022.

**In particolare, il Piano descrive, per gli scenari critici individuati (Cyber attacks, Pandemic, Lack of adequacy, Physical attacks, etc...), le modalità di intervento a livello nazionale differenziate a seconda della gravità della crisi, con i diversi eventuali soggetti coinvolti (tra cui ad esempio CSIRT, CICS e CERT-EU).**

Il citato Regolamento prevede la predisposizione di accordi intergovernativi in base ai quali ciascuno Stato potrà chiedere e fornire solidarietà nella fornitura di elettricità a uno Stato membro richiedente.

\*\*\*

### 3. Settore scorte e prodotti petroliferi

Nell'ottica di rafforzare la sicurezza dell'approvvigionamento per l'Unione europea e per ciascuno Stato membro è stata emanata la Direttiva 2009/119/CE del Consiglio che ha stabilito l'obbligo per gli Stati membri di mantenere un livello minimo di scorte di petrolio greggio e/o di prodotti petroliferi individuando norme volte ad assicurare un livello elevato di sicurezza dell'approvvigionamento di petrolio mediante meccanismi affidabili e trasparenti basati sulla solidarietà tra Stati membri con strumenti atti a rimediare a un'eventuale situazione di grave scarsità.

Tale Direttiva è stata recepita attraverso il decreto legislativo n. 249 del 31 dicembre 2012, che ha stabilito nuove modalità di gestione delle scorte petrolifere di sicurezza e ha previsto l'istituzione dell'Organismo Centrale di Stoccaggio Italiano – OCSIT, assegnandone le funzioni e le attività ad Acquirente Unico, sotto la vigilanza del MiSE (oggi MiTE). Tale decreto legislativo è stato da ultimo modificato attraverso il decreto del Ministro dello sviluppo economico del 4 luglio 2019.

In particolare, il citato decreto legislativo stabilisce l'obbligo per gli Stati membri di mantenere un livello minimo di scorte di petrolio greggio e/o di prodotti petroliferi, tali scorte sono detenute al fine di fare fronte ad eventuali crisi di approvvigionamento di greggio o di prodotti petroliferi (sono state usate, ad esempio, alcuni anni fa in occasione dei danni al sistema di raffinazione USA dovuti all'uragano Katrina e durante il blocco delle importazioni di greggio dalla Libia nel corso del conflitto armato).

Il sistema italiano delle scorte di sicurezza petrolifere prevede la presenza dell'Organismo centrale di stoccaggio (OCSIT), le cui funzioni sono state assegnate all'Acquirente Unico S.p.A., nonché la realizzazione di una piattaforma informatica di scambio delle informazioni, predisposta dal MiSE (oggi MiTE) in collaborazione con OCSIT, per lo scambio telematico di tutti i flussi informativi sui livelli e sulla ubicazione delle scorte, sia in Italia che all'estero.

Si evidenzia che, recentemente, nell'ambito del gruppo permanente SEQ (Security Emergency Questions), sono emerse le seguenti proposte:

- ✓ Proposta di revisione dall'attuale sistema di tenute delle scorte petrolifere per passare da 90 giorni di importazioni nette di petrolio e prodotti petroliferi a 60 giorni;
- ✓ Aderire al nuovo sistema volontario di costruzione di scorte di "Minerali critici", al momento determinate nel loro aspetto quantitativo in maniera autonoma e quindi basate su una valutazione

dei singoli Stati Membri dell'IEA. Il sistema sarebbe monitorato e raccordato a livello IEA con gli stessi gradi di confidenzialità utilizzati per le scorte petrolifere.

### **3.1. Presidi e organismi attivi per la sicurezza elettrica**

#### **a) Comitato per l'emergenza petrolifera**

Presso la Direzione Generale Infrastrutture e Sicurezza dei Sistemi Energetici e Geominerari del Dipartimento per l'Energia e il Clima, opera il Comitato per l'emergenza petrolifera.

Il decreto legislativo n. 249 del 31 dicembre 2012 stabilisce, all'articolo 20, che tale Comitato sia sentito dal Ministro dello sviluppo economico (ora dal Ministro della Transizione Ecologica) nelle procedure di emergenza, ai fini del rilascio delle scorte petrolifere di sicurezza e delle scorte petrolifere specifiche, per far fronte ad obblighi internazionali. In caso di emergenza il Comitato ha il compito di predisporre le informazioni, i dati e gli studi necessari per adottare decisioni in sede di Conferenza di servizi, nonché quello di assicurare il raccordo con la struttura di gestione dell'emergenza energetica costituita presso l'IEA di Parigi e eventuali altri organismi internazionali interessati

Le funzioni del Comitato sono svolte mediante indizione, da parte del Presidente del Comitato, di una Conferenza di servizi ai sensi dell'art. 14 della legge 7 agosto 1990 n. 241 e successive modificazioni ed integrazioni. In tale ambito possono essere convocati, in caso di emergenza, i rappresentanti delle Amministrazioni e degli Enti interessati, nonché delle altre organizzazioni del settore energetico.

Alla Conferenza di servizi spetta il compito, come già indicato, di fissare gli obiettivi, fornire indicazioni operative e presiedere allo svolgimento di tutte le operazioni nel caso in cui venga dichiarato lo stato di emergenza energetica da parte del Governo.

\*\*\*

## **4. Attività che riguardano tutto il settore energetico (gas, energia elettrica, petrolio)**

### **4.1 GOLDEN POWER**

In Italia la "protezione della proprietà" delle infrastrutture ritenute strategiche nel settore dell'energia è esercitata mediante l'applicazione della normativa, cosiddetta, *Golden Power*.

In generale, con la definizione *Golden Power* si identificano i poteri speciali in base ai quali il Governo di un paese della UE, per salvaguardare gli assetti strategici e di interesse nazionale, può imporre prescrizioni e condizioni alle diverse operazioni che coinvolgono *assets* strategici, per la sicurezza nazionale, nonché porre il veto all'adozione di determinate delibere societarie, atti e operazioni, anche

opponendosi all'acquisto di partecipazioni (Regolamento (UE) n. 2019/452 che istituisce un quadro per il controllo degli investimenti esteri diretti nell'Unione).

In Italia la materia è stata disciplinata con l'adozione decreto-legge 15 marzo 2012, n. 21 (DL 21/2012), successivamente convertito in legge n. 56 dell'11 maggio 2012, nel quale sono definiti l'ambito, la tipologia, le condizioni e le procedure di esercizio dei suddetti poteri speciali nei diversi settori, tra cui anche il settore energetico.

La norma prevede che, con decreti del Presidente del Consiglio dei Ministri, siano individuate le attività di rilevanza strategica in relazione alle quali possono essere esercitati i poteri speciali sopra indicati con decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri, adottato su conforme deliberazione del Consiglio dei Ministri.

Già dal 2014 sono stati emanati i primi Regolamenti per definire le procedure di attivazione dei poteri speciali in vari settori, con l'istituzione, presso la Presidenza del Consiglio dei Ministri, di un **Gruppo di coordinamento interministeriale costituito dai rappresentanti della Presidenza stessa e dai componenti designati dai Ministeri interessati**.

In particolare, per quanto attiene l'energia, i trasporti e le telecomunicazioni, nel 2014 è stato emanato il D.P.R. 25 marzo 2014, n. 85 che, all'articolo 1, aveva individuato gli attivi di rilevanza strategica nel settore energetico nazionale.

Il DL 21/2012 è stato negli ultimi anni più volte modificato e integrato, nel 2020 anche introducendo disposizioni legate all'emergenza Covid-19.

È stata data attuazione a quanto disposto dal DL 21/2012 con l'emanazione di due DPCM che individuano gli attivi strategici a cui si applica la disciplina Golden Power:

1) Con **decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 23 dicembre 2020, n. 180**, è stato adottato il *“Regolamento per l'individuazione degli attivi di rilevanza strategica nei settori dell'energia, dei trasporti e delle comunicazioni, a norma dell'articolo 2, comma 1, del decreto-legge 15 marzo 2012, n. 21, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 maggio 2012, n. 56.”*, che sostituisce il citato DPR n.85/2014, confermando comunque l'elenco degli attivi da questo individuato.

Tale provvedimento individua infatti come attivi di rilevanza strategica nel settore energetico i seguenti, coincidenti con quanto disposto dal DPR n.85/2014:

*“a) rete nazionale di trasporto del gas naturale e relative stazioni di compressione e centri di dispacciamento, come individuata ai sensi dell'articolo 9 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, nonché gli impianti di stoccaggio del gas;*



b) infrastrutture di approvvigionamento di energia elettrica e gas da altri Stati, compresi gli impianti di rigassificazione di GNL onshore e offshore;

c) rete nazionale di trasmissione dell'energia elettrica e relativi impianti di controllo e dispacciamento;

d) attività di gestione e immobili fondamentali connessi all'utilizzo delle reti e infrastrutture di cui alle precedenti lettere a), b) e c)".

2) Con **decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 18 dicembre 2020, n. 179**, è stato adottato il "Regolamento per l'individuazione dei beni e dei rapporti di interesse nazionale nei settori di cui all'articolo 4, paragrafo 1, del regolamento (UE) 2019/452 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 19 marzo 2019, a norma dell'articolo 2, comma 1-ter, del decreto-legge 15 marzo 2012, n. 21, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 maggio 2012, n. 56.". Tale provvedimento individua nel settore dell'energia quali "ulteriori" beni e i rapporti di rilevanza strategica i seguenti:

"a) le infrastrutture critiche presso cui sono collocati o da collocare combustibili, materiali nucleari o rifiuti radioattivi, nonché le tecnologie e le infrastrutture che realizzano il trattamento, la gestione e il trasporto dei medesimi combustibili, materiali e rifiuti;

b) gli immobili fondamentali per l'utilizzo delle infrastrutture critiche di cui al presente articolo;

c) i depositi costieri di greggio e prodotti petroliferi di capacità uguale o superiore a centomila metri cubi utilizzati per il mercato nazionale, le infrastrutture di stoccaggio di GNL di capacità uguale o superiore a diecimila metri cubi, gli oleodotti per l'approvvigionamento dall'estero, anche con destinazione verso altri Stati, e gli oleodotti per l'approvvigionamento agli aeroporti intercontinentali;

d) le tecnologie critiche, incluse le piattaforme, di gestione dei mercati all'ingrosso del gas naturale e dell'energia elettrica;

e) le attività economiche di rilevanza strategica svolte nel settore di cui al presente articolo, esercitate da imprese che realizzano un fatturato annuo netto non inferiore a 300 milioni di euro e aventi un numero medio annuale di dipendenti non inferiore a duecentocinquanta unità.".

## **4.2 INFRASTRUTTURE CRITICHE**

**Nell'ordinamento italiano non esiste una norma specifica che individua le Infrastrutture Critiche nazionali.**

L'unico riferimento giuridico è il decreto legislativo n. 61/2011 che definisce (art. 2, § 1.b) le infrastrutture critiche come "infrastrutture, situate in uno Stato membro dell'Unione Europea, che è essenziale per il

*mantenimento di funzioni sociali vitali, salute, sicurezza, sicurezza, economica o il benessere sociale delle persone, e la loro interruzione o distruzione avrebbe un impatto significativo in quello Stato a causa del fallimento nel mantenere tali funzioni”.*

In base a tali previsioni normative, seppur rivolte alle Infrastrutture critiche europee, le Direzioni energia dell'allora MiSE, insieme al MIT, sono state coinvolte nel 2019 dalla PCM-Segreteria Infrastrutture Critiche nelle attività di un gruppo di lavoro che ha portato all'individuazione di una “iniziale” serie di criteri, settoriali, in base al quale stabilire le Infrastrutture critiche nazionali.

A conclusione di tale istruttoria, in base ai criteri settoriali individuati, era stato proposto dalle Direzioni energia un elenco delle infrastrutture “potenzialmente” critiche a livello nazionale nel settore energetico, cui non è seguito il DPCM previsto relativo all'individuazione delle stesse Infra Critiche a livello nazionale.

### **4.3 SICUREZZA INFORMATICA**

Relativamente alla sicurezza informatica, per quanto attiene il settore energia, i due principali ambiti di interesse:

**4.1 Operatori di servizi essenziali (OSE) e fornitori di servizi digitali (DSP - Digital Service Provideres)**, che sono soggetti al decreto legislativo n. 65/2018, che recepisce la direttiva NIS dell'UE. In particolare, ai fini dell'attuazione dell'articolo 4 del citato decreto legislativo n. 65/2018, le Direzioni generali competenti nel settore energetico, alla fine del 2018, sono state coinvolte dall' Istituto Superiore delle Comunicazioni e delle Tecnologie dell'Informazione (ISCOM) nell'ambito dell'istruttoria finalizzata all'individuazione degli Operatori di servizi essenziali (OSE) nei settori “Energia” - sottosettori energia elettrica, gas e petrolio. L'istruttoria si è conclusa con l'emanazione di un decreto direttoriale da parte del Direzione generale competente (Direzione generale per le tecnologie delle comunicazioni e la sicurezza informatica) che ha individuato gli OSE (l'elenco è segreto).

**4.2 Enti pubblici e privati nazionali che, utilizzando reti di sistemi e servizi informatici, svolgono una funzione essenziale dello Stato o forniscono un servizio essenziale per lo svolgimento di attività civili, sociali o economiche ritenute vitali per l'interesse dello Stato, di cui la Legge 133/19 prevede l'inserimento nel perimetro di sicurezza cibernetico nazionale.**

# LE DINAMICHE DEI PREZZI DELL'ENERGIA: CONSIDERAZIONI SULLA COMUNICAZIONE DELLA COMMISSIONE EUROPEA (COM 2021 (660))

## 1. Contesto di riferimento

I mercati energetici sono interessati da diversi mesi da dinamiche rialziste delle quotazioni delle materie prime, in particolare gas, che, insieme al prezzo dei permessi di emissione di CO<sub>2</sub>, sta determinando per i consumatori finali aumenti di prezzo del tutto inusuali sia del gas sia dell'energia elettrica.

La crisi dei prezzi energetici interessa, pur con impatti diversi, tutti i Paesi, non solo europei.

Dalle analisi finora disponibili, le dinamiche rialziste potrebbero perdurare fino a metà del 2022 (anche in concomitanza dell'apertura del Nord Stream2, il gasdotto che porta in Germania) ma, anche dopo, il livello dei prezzi potrebbe non ripiegare in tempi brevi su valori a cui eravamo abituati fino a qualche mese fa. In tale contesto, pesano le specificità e le capacità di adattamento dei vari sistemi energetici nazionali, soprattutto in termini di mix energetico e di dipendenza dalle importazioni.

L'Italia ha un mix energetico in cui, pur a fronte di una penetrazione crescente delle fonti rinnovabili, **il ruolo del gas riveste ancora un ruolo significativo**, per gli usi termici e anche nella generazione di energia elettrica.

A tale ultimo riguardo, la stretta relazione tra l'aumento del prezzo dell'energia elettrica e quello del gas è conseguenza del fatto che quest'ultimo risulta ancora determinante nella formazione del prezzo all'ingrosso (tecnologia prevalente nella determinazione del prezzo orario marginale del mercato elettrico nella maggior parte delle ore).

A ciò si aggiunga un altro dato che è la forte dipendenza dall'estero: l'Italia importa circa il 93% del gas necessario e oltre il 10% dell'energia elettrica (dati ARERA 2020).

Stante tale contesto, è evidente la preoccupazione che un impatto prolungato dell'aumento dei prezzi dell'energia pesi in modo eccessivo sul bilancio delle famiglie, in particolare quelle più economicamente disagiate, e incida negativamente sulle imprese e sulla fase di ripresa economica.

Parimenti, desta preoccupazione che una crisi prolungata dei prezzi possa minare la percezione positiva nell'opinione pubblica e nei settori produttivi del necessario processo di transizione verso un'economia decarbonizzata. **Per cui in generale il nostro energy mix deve cambiare e la nostra politica energetica deve migliorare.**

## 2. Il dibattito a livello europeo e le proposte italiane

Come noto, con la Comunicazione del 13 ottobre scorso, la Commissione europea ha prefigurato un set di possibili azioni che si possono sintetizzare distinguendole tra quelle attuabili nell'immediato a tutela delle famiglie e delle imprese, e quelle di medio termine, funzionali a rendere il sistema energetico più sicuro e pronto ad eventuali shock futuri dei prezzi.

Nell'ambito delle iniziative promosse dalla Commissione, anche una riflessione sull'adeguatezza dell'attuale assetto di mercato all'ingrosso di energia elettrica. Su questo tema, l'Agenzia europea per la cooperazione dei regolatori nazionali - ACER – nel mese di novembre scorso ha presentato un rapporto

(interlocutorio) di valutazione, in cui si evidenziano i vantaggi sostanziali che tale assetto ha comportato per i consumatori europei, sia in termini di prezzi che di sostegno agli investimenti alle fonti energetiche rinnovabili, rimarcando, tuttavia, che la volatilità dei prezzi è destinata probabilmente ad aumentare ancora e rimandando al prossimo aprile 2022 una valutazione più approfondita su una possibile riforma del modello di mercato.

Sul punto, il confronto a livello europeo è quindi proseguito nel corso del Consiglio dei Ministri dell'energia del 2 dicembre scorso in cui sono emerse posizioni differenti tra gli Stati membri.

Da una parte i Paesi – tra i principali, Germania, Austria, Danimarca, Paesi Bassi - che hanno manifestato l'opportunità di non intervenire sul mercato in maniera strutturale, nel timore che eventuali modifiche all'attuale struttura possano alterare la concorrenza, aumentare i costi di generazione delle energie rinnovabili e frenare l'integrazione del mercato elettrico.

Dall'altra, Italia, Francia, Spagna, Romania e Grecia hanno avanzato diverse richieste di intervento coordinato, che vanno dalla possibilità di regolare i prezzi dell'energia e rafforzare la protezione dei consumatori finali, alla promozione con strumenti regolatori di contratti di lungo periodo. Sul fronte del gas, le richieste attengono l'introduzione dell'accesso regolato e l'utilizzo efficiente della capacità di stoccaggio e di rigassificazione del GNL, gli acquisti comuni di natura volontaria per la costituzione di stoccaggi congiunti europei, le opzioni di forniture aggiuntive da acquistare in anticipo e l'eventuale introduzione di una riserva strategica.

Da parte italiana, in particolare, sono state espresse perplessità sull'attuale modello di mercato elettrico all'ingrosso che amplifica le differenze di prezzo dovute ai differenti mix energetici nazionali.

È stata inoltre sottolineata la necessità di rafforzare la protezione del consumatore elettrico facendo in modo che l'energia a zero emissioni possa contribuire a calmierare i prezzi e non amplificare la loro volatilità.

La Commissione ha preannunciato un attento esame dei temi sollevati da Francia, Italia e Spagna, dei quali si dovrà tenere conto nel rapporto conclusivo di ACER previsto per aprile 2022.

### **3. La strategia italiana e le misure per fronteggiare l'aumento dei prezzi di breve e medio orizzonte**

A livello europeo l'Italia continuerà ad agire in asse con gli altri grandi Paesi europei che condividono la nostra posizione e nel franco confronto con quelli su posizioni diverse, nella convinzione che il problema della crisi dei prezzi energetici e della sostenibilità delle politiche intraprese per la transizione richieda necessariamente la definizione di un nuovo quadro strutturale di regole definite a livello europeo.

Sul piano nazionale, il Governo ed il Parlamento hanno ritenuto di adottare una serie di **interventi immediati** per ridurre l'impatto sociale ed economico sin dal manifestarsi dell'aumento del prezzo dell'energia:

- Con il decreto-legge 25 maggio 2021, n. 73, e successivamente con il decreto-legge 27 settembre 2021, n. 130, per ridurre gli oneri della componente regolata della bolletta per il terzo e quarto

trimestre 2021, sono stati stanziati complessivamente circa **5 miliardi**, utilizzando sia risorse di bilancio, sia i proventi delle aste dei permessi di emissione di CO2 per il 2021.

- Nel disegno di legge di bilancio per l'anno finanziario 2022, sono stati previsti ulteriori 2 miliardi per la riduzione delle aliquote relative agli oneri generali di sistema nel settore elettrico e del gas nel primo trimestre 2022. Come noto, in questi giorni è in discussione, in sede di esame della Manovra di bilancio, l'aumento delle disponibilità dello stanziamento;
- per salvaguardare i livelli di competitività delle imprese ad alto consumo di energia, oltre alla agevolazione per gli energivori elettrici, nei primi mesi del prossimo anno si andranno ad affiancare altre due misure: la **riduzione** di alcune componenti degli **oneri generali di sistema** che gravano sul consumo del **gas** e la compensazione dei **costi indiretti ETS** che gravano sull'energia elettrica (*decreto interministeriale registrato nei giorni scorsi dalla Corte dei Conti*).

È evidente che i richiamati interventi compensativi varati con i decreti-legge hanno natura contingente e sono dunque necessarie **azioni strutturali** di più ampio respiro sul **medio e lungo periodo** per rendere il sistema di approvvigionamento energetico più resiliente alle fluttuazioni dei prezzi, in modo da offrire ai consumatori finali energia pulita a prezzi accessibili, incidendo sul mix energetico in chiave sostenibile.

A tale riguardo, è opportuno ribadire con fermezza e convinzione anche in questa sede come la transizione ecologica non sia il problema ma la soluzione.

La crescita del peso delle **fonti rinnovabili**, con una penetrazione attesa nel settore elettrico al 65% secondo i target 2030 o al 90% al 2050, consentirà in prospettiva di ridurre sia il peso del gas nel mix energetico sia il grado di dipendenza energetica dall'estero e, non da ultimo, il prezzo dell'energia. Per questa ragione è stata adottata una serie di misure:

- sono state proposte e poi approvate anche dal Parlamento misure che consentiranno di favorire e **semplificare l'installazione** delle fonti rinnovabili sul territorio (DL 77/2021; decreto legislativo 199/2021 (cd. REDII) e, nei prossimi mesi, anche DM aree idonee e burden sharing regionale). Da questo, ci si attende una velocizzazione degli investimenti in nuova potenza rinnovabile, cui andrà a contribuire anche il PNRR dove sono previste misure, ad esempio, per l'agrovoltaico, per le forme di autoconsumo collettivo e le comunità energetiche, per la transizione energetica nelle piccole isole;
- guardando al sistema delle aste per le rinnovabili, sono stati disegnati **nuovi meccanismi** di incentivazione tramite **aste** con orizzonte temporale a 5 anni per dare visibilità agli investitori (DM FER 2 e nuovo DM FER1), anche articolate per zona di mercato in modo da equilibrare meglio gli investimenti e rendere più efficiente lo sviluppo delle reti;
- UNA in linea con quanto previsto dalla Commissione, saranno messi in campo strumenti dedicati per sostenere sia lo **storage** diffuso abbinato agli impianti di produzione FER e sia lo storage centralizzato;
- è stato previsto che una parte dei proventi delle **aste ETS** potrà anche in seguito essere utilizzata per ridurre gli oneri per il finanziamento delle fonti rinnovabili che gravano sulle bollette (dlgs n.199 del 2021 di recepimento della Direttiva REDII );

- si vuole favorire, in linea con quanto sostenuto nelle sedi europee, un più efficiente funzionamento del mercato all'ingrosso promuovendo le negoziazioni a lungo termine, in grado di fornire segnali di prezzo più stabili nel lungo periodo e proteggere i consumatori e le imprese dalla volatilità dei prezzi spot. Per far ciò, già nelle prossime settimane, sarà aperta la fase di consultazione per la creazione di una **specifica piattaforma sul sito del GME** (Gestore dei mercati energetici) per la diffusione dei contratti di lungo termine (Power Purchase Agreement- **PPA**) con impianti a fonti rinnovabili.

Oggi si può aumentare la quota di rinnovabili in modo efficiente, facendo leva su tecnologie competitive, e guidando meglio del passato il processo di localizzazione, come ci siamo proposti di fare facendo leva sulle misure appena varate (aste per zone di mercato, identificazione delle aree idonee).

Per il gas, oltre alla proposta di rafforzamento del sistema di riserve attraverso stoccaggi congiunti europei sul versante della sicurezza, si sta verificando come **aumentare la quota di produzione nazionale in modo da ridurre l'importazione**, ovviamente a parità di fabbisogno e quindi senza che questo comporti un rallentamento del percorso di decarbonizzazione del sistema energetico. "In questo momento l'opzione non è trivellare di più, ma utilizzare al massimo giacimenti che già ci sono, che sono stati chiusi e in un anno si possono riaprire".

Guardando agli oneri di sistema elettrico esistenti e alla curva attesa ancora nei prossimi anni, si stanno valutando possibili misure di riduzione dell'ammontare in bolletta, modificando la curva e i tempi di raccolta delle risorse. Tra queste:

- la **fiscalizzazione di una parte di questi oneri**, misura che tuttavia non potrebbe che essere parziale dato l'ammontare del debito cumulato e che al momento non potrebbe andare oltre quanto già fatto;
- una riflessione sulla **parte degli incentivi di vecchia concezione** che prevedono tariffe fisse sulla produzione rinnovabile (principalmente gli incentivi cd. In conto energia al fotovoltaico), a prescindere dal livello del prezzo di mercato dell'energia; questi incentivi potrebbero essere maggiormente ancorati ai prezzi dell'energia, a fronte di un possibile allungamento del periodo di diritto. Sarebbe possibile garantire la stabilità degli investimenti già effettuati con l'adozione di un adeguato prezzo di mercato, pari a quello sulla base del quale è stata adottata la decisione di investimento; il meccanismo potrebbe (anche) essere pensato su base volontaria e venire incontro alle esigenze di stabilità nel lungo termine degli operatori;
- la possibile **cartolarizzazione di una parte degli oneri di sistema**, che avrebbe l'effetto di ridurre in modo significativo la raccolta tariffaria nei prossimi anni, dando così tempo al sistema di progredire nell'avanzamento delle energie rinnovabili e di superare questa fase acuta di rincari dei prezzi dell'energia. La misura è al momento in fase di studio e dovrà prima essere svolto insieme al MEF un *assessment* dal punto di vista dell'impatto sui saldi di finanza pubblica.

Un altro aspetto su cui si sta lavorando, in linea con quanto previsto dalla citata Comunicazione della Commissione Europea, ha a che fare con il ruolo del consumatore e la **protezione dei consumatori più deboli**. Questa è una politica ovviamente di valore strutturale e di grande rilevanza sociale, che oggi assume ancora maggiore urgenza. In particolare:

- in materia di **contrasto alla povertà energetica**, in linea con quanto previsto nel PNIEC, sarà presto istituito l'Osservatorio nazionale per la povertà energetica che ha il compito di offrire un supporto al Governo per il coordinamento delle politiche europee, nazionali, regionali e locali a favore delle categorie fragili secondo un approccio sistemico e integrato. Inoltre, ad esso sarà assegnato il compito di cooperare con il Gruppo di coordinamento sulla povertà energetica ed i consumatori vulnerabili lanciato dalla Commissione europea il 16 novembre scorso;
- particolare attenzione, nel corso del processo di liberalizzazione dei mercati energetici finali, sarà posta alla tutela dei **clienti vulnerabili** nel quadro definitorio recentemente delineato dal recepimento della Direttiva europea 2019/944, individuando per essi un prezzo efficiente, rispondente alle logiche sopra descritte, che i fornitori sono obbligati a praticare;
- infine, con l'attuazione dei decreti legislativi di recepimento della Direttiva rinnovabili e della Direttiva mercato, sono stati messi in campo nuovi modelli di autoconsumo, delle **comunità energetiche rinnovabili e dei cittadini**, degli assetti di consumo attivo e consapevole, che consentiranno di massimizzare la quota di energia autoconsumata da fonti rinnovabili, indipendente dalle fluttuazioni del prezzo di mercato del gas e della CO2.