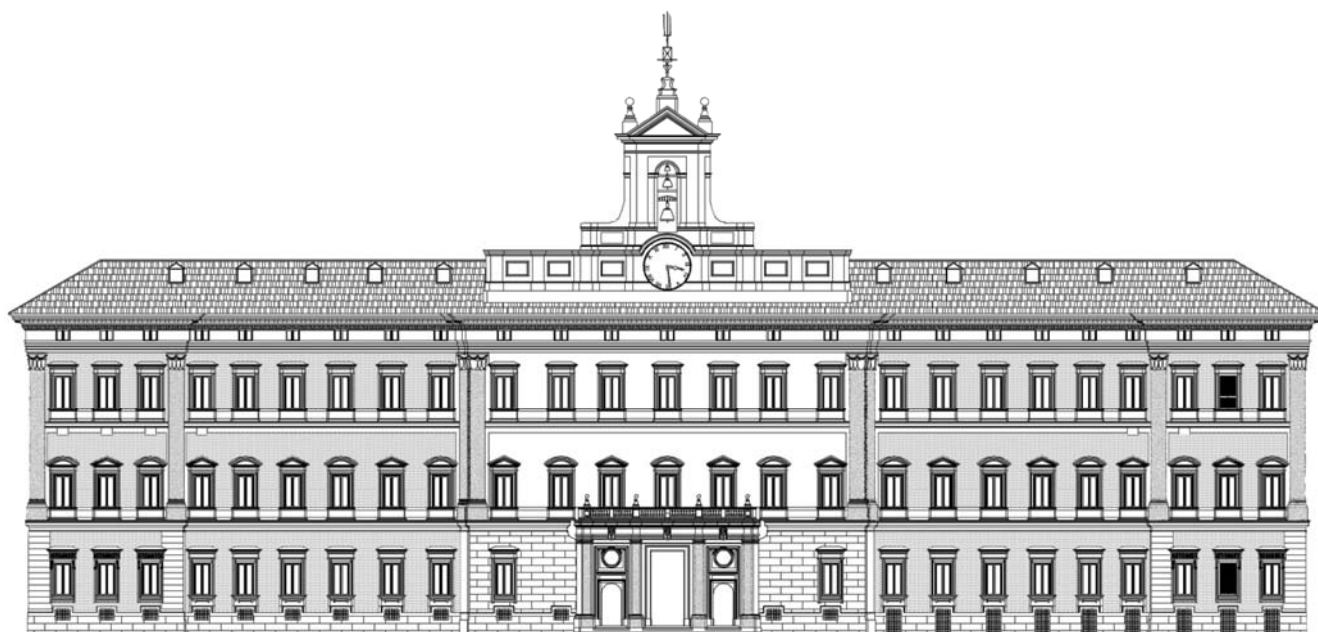




Camera dei deputati

XVIII LEGISLATURA

Documentazione e ricerche



## **Prospettive e profili della sicurezza energetica nazionale**

n. 127

24 novembre 2020



Camera dei deputati

XVIII LEGISLATURA

Documentazione e ricerche

**Prospettive e profili della sicurezza  
energetica nazionale**


n. 127

24 novembre 2020

---

Servizio responsabile:

*SERVIZIO STUDI – Dipartimento Affari esteri*

☎ 066760-4172 – ✉ [st\\_affari\\_esteri@camera.it](mailto:st_affari_esteri@camera.it)  @CD\_esteri

Ha collaborato il Dipartimento Attività produttive

☎ 066760-3403 – ✉ [st\\_attprod@camera.it](mailto:st_attprod@camera.it) -  @CD\_Attprod

---

**La documentazione dei servizi e degli uffici della Camera è destinata alle esigenze di documentazione interna per l'attività degli organi parlamentari e dei parlamentari. La Camera dei deputati declina ogni responsabilità per la loro eventuale utilizzazione o riproduzione per fini non consentiti dalla legge. I contenuti originali possono essere riprodotti, nel rispetto della legge, a condizione che sia citata la fonte.**

---

*File: ES0266.docx*



# INDICE

## SCHEDE DI LETTURA

|  |          |
|--|----------|
| <b>La sicurezza energetica nazionale</b>   | <b>3</b> |
| ▪ Premessa   | 3        |
| ▪ Dati di sintesi: l'Italia nel quadro europeo   | 4        |
| ▪ Politica europea e nazionale   | 8        |
| ▪ Politica nazionale: gli obiettivi del PNIEC  | 14       |
| ▪ L'indagine conoscitiva della Commissione Affari esteri della Camera sulla politica estera energetica dell'Italia | 19       |

## DOCUMENTAZIONE PARLAMENTARE

### **Indagine conoscitiva della III Commissione sulla politica estera energetica dell'Italia tra crisi regionali e rotte transcontinentali**

|   |    |
|---|----|
| ▪ Nicolò Sartori, responsabile del programma "Energia, Clima e Risorse" dell'Istituto Affari Internazionali (IAI), seduta del 5 dicembre 2018 | 25 |
| ▪ Lapo Pistelli, direttore per le relazioni internazionali di ENI, seduta del 14 febbraio 2019  | 36 |
| ▪ Rappresentanti di Edison S.p.A., seduta del 20 marzo 2019   | 88 |

## PUBBLICISTICA SELEZIONATA

|  |     |
|--|-----|
| ▪ C. Frappi, "Il Gasdotto Turkstream", in <i>Approfondimenti</i> , a cura del CESPI, febbraio 2019   | 119 |
| ▪ L. Franza – M. Bianchi – L. Bergamasco, "Geopolitica e politica estera italiana nell'era delle energie rinnovabili", <i>IAI Papers</i> , a cura dello IAI, giugno 2020 | 127 |
| ▪ M. Caligiuri – G.G. Marchionna, "Lo scenario energetico post Covid-19 e le prospettive italiane", in <i>Aspenia online</i> , luglio 2020                               | 189 |
| ▪ G.G. Marchionna, "Energia: un rischio tutto italiano", in <i>Ispionline</i> , agosto 2020  | 1   |
| ▪ M. Lombardini, "I nuovi scenari energetici e i cambiamenti radicali su scala globale", in <i>Ispionline</i> , novembre 2020  | 196 |



## **Schede di lettura**



## LA SICUREZZA ENERGETICA NAZIONALE

*(a cura del Dipartimento Attività produttive)*

### Premessa

La “**sicurezza energetica**” viene definita dall’Agenzia Internazionale dell’Energia (AIE) come “la **disponibilità ininterrotta di fonti energetiche affidabili ad un prezzo accessibile**”, quindi la disponibilità di una fornitura adeguata di energia a un prezzo ragionevole.

A questa connotazione economica, l’Unione Europea aggiunge una caratteristica di salvaguardia dell’ambiente, affiancando alla definizione appena riportata il requisito della **sicurezza ambientale**.

La sicurezza energetica è costituita in prima luogo dalla sicurezza dell’**approvvigionamento**. In questo senso la diversificazione dell’approvvigionamento è tradizionalmente il primo obiettivo delle politiche del settore, posto che la diversificazione delle fonti di approvvigionamento consente di fronteggiare le conseguenze di eventuali interruzioni da parte di uno dei fornitori.

Più di recente, arricchendo il concetto di sicurezza con la capacità del sistema di resistere a modifiche dello stato di funzionamento senza che si verifichino violazioni dei limiti di funzionamento del sistema stesso<sup>1</sup>, a questo obiettivo è stato affiancato quello dell’**efficientamento energetico**, inteso sia come migliore utilizzo delle risorse disponibili con una migliore **resilienza del sistema**, sia come sviluppo delle **fonti rinnovabili** e miglioramento dei **sistemi di accumulo**, nel quadro di un sistema climaticamente neutro al 2050.

In questa logica, un ruolo strategico è attribuito al **gas naturale**, meno inquinante rispetto ai combustibili fossili più tradizionali come petrolio e carbone. Il gas naturale è considerato come la fonte energetica di transizione, in vista della realizzazione degli obiettivi ambientali che l’Unione europea si è data, in primo luogo il raggiungimento della **decarbonizzazione** entro il 2050, con una corrispondente significativa crescita della quota di energia proveniente da fonti rinnovabili.

Tuttavia, come meglio si vedrà subito di seguito, i Paesi dell’Unione europea sono forti importatori di gas, il che costituisce un fattore di rischio per la sicurezza degli approvvigionamenti.

---

<sup>1</sup> In questa accezione, il sistema elettrico di trasmissione si definisce sicuro quando il suo corretto funzionamento è garantito anche a fronte del guasto del suo più importante componente di rete (“criterio N-1”).

**Dati di sintesi: l'Italia nel quadro europeo**

Il pacchetto legislativo adottato dalle Istituzioni europee tra la fine del 2018 e la prima metà del 2019 - cd. Winter package o Clean energy package - fissa il quadro regolatorio della *governance* dell'Unione per l'energia e il clima. Obiettivo dell'Unione dell'energia è quello di trasformare i 28 mercati nazionali (27, tenendo conto della Brexit) in un unico mercato integrato, basato sulla concorrenza e sull'uso ottimale delle risorse, che consenta ai flussi di energia di transitare liberamente attraverso le frontiere.

L'Unione dell'energia si basa su **cinque dimensioni**, strettamente collegate, che si rafforzano a vicenda: **sicurezza energetica**, solidarietà e fiducia; piena integrazione del mercato europeo dell'energia; efficienza energetica per contenere la domanda; decarbonizzazione dell'economia; ricerca, innovazione e competitività.

La sicurezza dell'approvvigionamento energetico costituisce dunque uno dei punti centrali della politica europea in materia di energia e clima.

Come anticipato, l'**Unione europea e i suoi Stati membri** sono tutti **importatori netti di energia**.

Secondo gli ultimi dati disponibili diffusi da Eurostat ([Statistical explained, June 2020](#)), nel **2018** le importazioni di energia dell'UE-28 superavano le esportazioni di 886 Mtep. I **maggiori importatori netti** di energia in numeri assoluti sono stati la **Germania**, l'**Italia**<sup>2</sup>, la **Francia** e la **Spagna**. Con riferimento alla dimensione della popolazione, i maggiori importatori netti nel 2018 sono stati Lussemburgo, Malta e Belgio.

---

<sup>2</sup> Per **maggiori approfondimenti** sul livello delle **importazioni italiane**, si rinvia alla "[Relazione sulla situazione energetica nazionale](#)", pubblicata a luglio 2020 del Ministero dello sviluppo economico. Secondo la relazione, **si conferma la dipendenza del nostro Paese** da fonti di approvvigionamento estere: la quota di fabbisogno energetico nazionale soddisfatta da importazioni nette, infatti, è leggermente aumentata dal 74,8% dell'anno precedente al 75% del **2019**, aumento dovuto al gas naturale le cui importazioni nette sono passate da 55,268 Mtep a 55,936 Mtep del 2019.

## Net imports of energy, in selected years, 2008-2018

|                        | 2008                               | 2010   | 2012   | 2014   | 2016   | 2018   | 2008                                      | 2010  | 2012  | 2014  | 2016  | 2018  |
|------------------------|------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|---|-------|-------|-------|-------|-------|
|                        | (million tonnes of oil equivalent) |        |        |        |        |        | (tonnes of oil equivalent per inhabitant) |       |       |       |       |       |
| <b>EU-27</b>           | 959.9                              | 895.4  | 844.2  | 798.5  | 842.9  | 885.8  | 2.2                                       | 2.0   | 1.9   | 1.8   | 1.9   | 2.0   |
| Belgium                | 55.7                               | 53.6   | 46.1   | 47.1   | 47.8   | 52.9   | 5.2                                       | 4.9   | 4.2   | 4.2   | 4.2   | 4.6   |
| Bulgaria               | 10.5                               | 7.2    | 6.8    | 6.3    | 7.1    | 6.9    | 1.4                                       | 1.0   | 0.9   | 0.9   | 1.0   | 1.0   |
| Czechia                | 12.7                               | 11.5   | 11.0   | 12.7   | 13.7   | 16.0   | 1.2                                       | 1.1   | 1.0   | 1.2   | 1.3   | 1.5   |
| Denmark                | -4.4                               | -3.4   | -0.5   | 2.2    | 2.7    | 4.5    | -0.8                                      | -0.6  | -0.1  | 0.4   | 0.5   | 0.8   |
| Germany                | 210.7                              | 204.6  | 199.7  | 197.0  | 205.8  | 201.0  | 2.6                                       | 2.5   | 2.5   | 2.4   | 2.5   | 2.4   |
| Estonia                | 1.6                                | 0.9    | 1.2    | 0.7    | 0.5    | 0.0    | 1.2                                       | 0.7   | 0.9   | 0.5   | 0.4   | 0.0   |
| Ireland                | 14.4                               | 13.2   | 11.8   | 11.7   | 10.4   | 10.1   | 3.2                                       | 2.9   | 2.6   | 2.5   | 2.2   | 2.1   |
| Greece                 | 25.2                               | 21.3   | 19.4   | 16.9   | 18.5   | 18.4   | 2.3                                       | 1.9   | 1.8   | 1.5   | 1.7   | 1.7   |
| Spain                  | 122.8                              | 106.7  | 100.1  | 91.5   | 94.0   | 100.8  | 2.7                                       | 2.3   | 2.1   | 2.0   | 2.0   | 2.2   |
| France                 | 139.3                              | 132.3  | 128.7  | 119.0  | 121.7  | 119.5  | 2.2                                       | 2.0   | 2.0   | 1.8   | 1.8   | 1.8   |
| Croatia                | 5.4                                | 4.4    | 4.4    | 3.6    | 4.2    | 4.6    | 1.3                                       | 1.0   | 1.0   | 0.8   | 1.0   | 1.1   |
| Italy                  | 155.3                              | 148.5  | 132.0  | 115.0  | 121.5  | 121.9  | 2.6                                       | 2.5   | 2.2   | 1.9   | 2.0   | 2.0   |
| Cyprus                 | 3.1                                | 3.0    | 2.6    | 2.3    | 2.6    | 2.7    | 4.0                                       | 3.6   | 3.1   | 2.7   | 3.1   | 3.1   |
| Latvia                 | 2.9                                | 2.2    | 2.7    | 1.9    | 2.2    | 2.1    | 1.3                                       | 1.0   | 1.3   | 1.0   | 1.1   | 1.1   |
| Lithuania              | 5.4                                | 5.7    | 5.8    | 5.3    | 5.6    | 5.9    | 1.7                                       | 1.8   | 1.9   | 1.8   | 1.9   | 2.1   |
| Luxembourg             | 4.5                                | 4.5    | 4.3    | 4.1    | 4.0    | 4.3    | 9.3                                       | 9.0   | 8.3   | 7.4   | 7.0   | 7.1   |
| Hungary                | 17.0                               | 15.1   | 12.4   | 14.3   | 14.3   | 15.5   | 1.7                                       | 1.5   | 1.3   | 1.4   | 1.5   | 1.6   |
| Malta                  | 1.9                                | 2.4    | 2.2    | 2.1    | 2.5    | 3.0    | 4.6                                       | 5.7   | 5.2   | 4.8   | 5.5   | 6.3   |
| Netherlands            | 33.1                               | 28.3   | 28.9   | 27.2   | 41.2   | 53.2   | 2.0                                       | 1.7   | 1.7   | 1.6   | 2.4   | 3.1   |
| Austria                | 23.7                               | 21.9   | 21.5   | 21.6   | 21.1   | 21.8   | 2.8                                       | 2.6   | 2.6   | 2.5   | 2.4   | 2.5   |
| Poland                 | 30.4                               | 32.1   | 31.0   | 27.9   | 31.0   | 48.0   | 0.8                                       | 0.8   | 0.8   | 0.7   | 0.8   | 1.3   |
| Portugal               | 21.8                               | 18.7   | 18.2   | 16.4   | 17.5   | 18.8   | 2.1                                       | 1.8   | 1.7   | 1.6   | 1.7   | 1.8   |
| Romania                | 11.0                               | 7.5    | 7.9    | 5.3    | 7.0    | 8.2    | 0.5                                       | 0.4   | 0.4   | 0.3   | 0.4   | 0.4   |
| Slovenia               | 4.3                                | 3.6    | 3.6    | 3.0    | 3.3    | 3.6    | 2.2                                       | 1.8   | 1.8   | 1.4   | 1.6   | 1.8   |
| Slovakia               | 12.0                               | 11.4   | 10.2   | 9.8    | 9.9    | 10.9   | 2.2                                       | 2.1   | 1.9   | 1.8   | 1.8   | 2.0   |
| Finland                | 19.8                               | 18.1   | 16.2   | 17.2   | 15.8   | 15.8   | 3.7                                       | 3.4   | 3.0   | 3.2   | 2.9   | 2.9   |
| Sweden                 | 19.8                               | 19.9   | 15.8   | 16.5   | 17.0   | 15.4   | 2.2                                       | 2.1   | 1.7   | 1.7   | 1.7   | 1.5   |
| United Kingdom         | 58.7                               | 62.6   | 88.8   | 89.0   | 67.8   | 66.5   | 1.0                                       | 1.0   | 1.4   | 1.4   | 1.0   | 1.0   |
| Iceland                | 1.2                                | 0.8    | 0.8    | 0.8    | 1.1    | 1.3    | 3.9                                       | 2.4   | 2.5   | 2.9   | 3.2   | 3.7   |
| Norway                 | -187.7                             | -175.1 | -175.7 | -166.9 | -179.4 | -175.8 | -39.6                                     | -36.1 | -35.2 | -32.7 | -34.4 | -33.2 |
| Montenegro             | 0.6                                | 0.3    | 0.4    | 0.3    | 0.3    | 0.3    | 0.9                                       | 0.5   | 0.6   | 0.5   | 0.6   | 0.5   |
| North Macedonia        | 1.4                                | 1.3    | 1.4    | 1.4    | 1.6    | 1.5    | 0.7                                       | 0.6   | 0.7   | 0.7   | 0.8   | 0.7   |
| Albania                | 1.1                                | 0.6    | 0.3    | 0.7    | 0.5    | 0.5    | 0.4                                       | 0.2   | 0.1   | 0.2   | 0.2   | 0.2   |
| Serbia                 | 6.4                                | 5.2    | 4.1    | 3.7    | 4.6    | 5.4    | 0.9                                       | 0.7   | 0.6   | 0.5   | 0.6   | 0.8   |
| Turkey                 | 72.5                               | 74.7   | 89.3   | 94.1   | 106.1  | 110.0  | 1.0                                       | 1.0   | 1.2   | 1.2   | 1.3   | 1.4   |
| Bosnia and Herzegovina |                                    |        |        | 1.7    | 2.1    | 1.8    |   |       |       |       |       |       |
| Kosovo*                | 0.6                                | 0.6    | 0.6    | 0.6    | 0.6    | 0.8    | 0.3                                       | 0.3   |       |       | 0.4   | 0.4   |
| Moldova                | 0.1                                | 2.0    | 1.9    | 1.9    | 2.0    | 2.2    | 0.0                                       | 0.6   | 0.5   | 0.5   |       |       |
| Ukraine                | 57.3                               | 41.9   | 38.5   | 27.4   | 27.7   | 32.3   | 1.2                                       | 0.9   | 0.8   | 0.6   | 0.6   | 0.8   |
| Georgia                |                                    |        |        | 3.2    | 3.5    | 3.8    |   |       |       | 0.7   | 1.0   | 1.0   |

\* This designation is without prejudice to positions on status, and is in line with UNSCR 1244/1999 and the ICJ Opinion on the Kosovo declaration of independence.

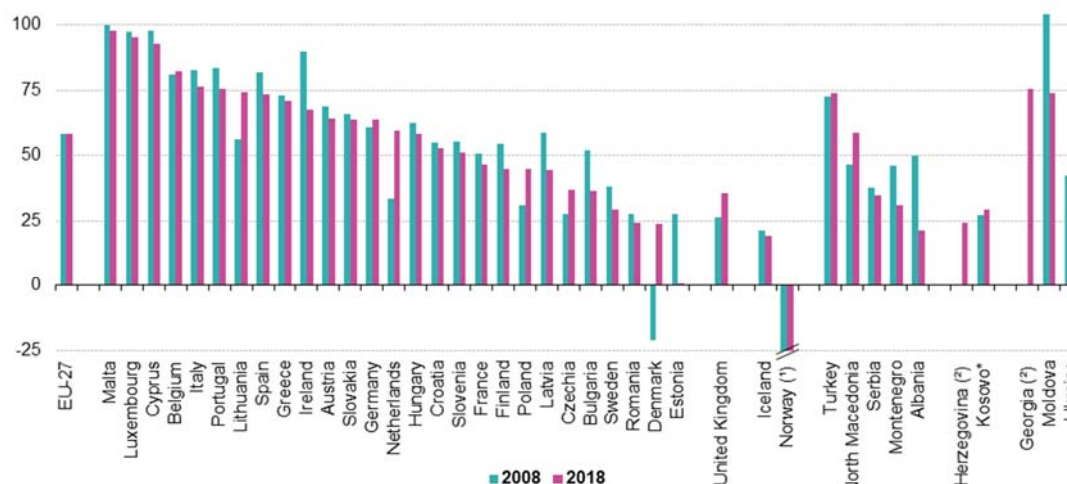
Source: Eurostat (online data codes: nrg\_bal\_s and demo\_pjan)

eurostat

Il **58.2%** dell'energia lorda disponibile dell'UE-28 è stata coperta, nel 2018, dalle importazioni e tale tasso di dipendenza non ha subito molte variazioni nell'ultimo decennio (**58,4%** del 2008).

## Energy dependency rate for all products, 2008 and 2018

(% of net imports in gross available energy, based on tonnes of oil equivalent)



(\*) The bars are cut. The value in 2008 was -564.5 and in 2018 it was -593.2.

(\*) 2008 data are not available.

\* This designation is without prejudice to positions on status, and is in line with UNSCR 1244/1999 and the ICJ Opinion on the Kosovo declaration of independence.

Source: Eurostat (online data code: nrg\_ind\_id)

eurostat

I principali paesi di provenienza delle importazioni di energia dell'UE-28 sono leggermente cambiati negli ultimi anni, sebbene la **Russia** abbia mantenuto nell'intero periodo 2007-2018 la posizione di **maggiore fornitore** delle principali materie prime energetiche per l'UE: **carbone fossile, petrolio greggio e gas naturale**.

La Tabella successiva indica i principali paesi di origine delle importazioni, a seconda delle fonti (carbone fossile, petrolio greggio e gas naturale).

Dalla Tabella si evince come, nel **2018, quasi i tre quarti (70,3%)** delle importazioni di **gas naturale dell'UE** abbiano avuto origine dalla **Russia**, dalla **Norvegia** e dall'**Algeria**.

Analogamente, **quasi i tre quarti (74,3%)** delle importazioni dell'UE-28 di **carbone fossile** sono provenute da **Russia, Stati Uniti e Colombia**, mentre le importazioni di **petrolio greggio** sono state leggermente meno concentrate tra i principali fornitori, in quanto da **Russia, Iraq e Arabia Saudita** è arrivata quasi la metà (45,9%) delle importazioni dell'UE-28.

Come [rilevato](#), la sicurezza dell'approvvigionamento di energia primaria dell'UE può essere a rischio se le importazioni provengono in larga misura da un **numero ridotto di paesi partner**, tanto più se si considera che le importazioni di fonti fossili provengono in larga misura da Paesi con **elevato profilo di rischio geopolitico**<sup>3</sup>.

---

<sup>3</sup> Cfr. anche ENEA, Dipendenza e sicurezza energetica (su [sito istituzionale](#)) e N. Sartori (IAI) "La sicurezza energetica nazionale", su [Informazioni della difesa](#), Periodico 2/2019, pag. 88 e ss.



## Main origin of primary energy imports, EU-27, 2008-2018

(% of extra EU-27 imports)

|                     | Hard coal<br>(based on tonnes)                                    |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
|---------------------|---|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
|                     | 2008  | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
| Russia              | 19.9  | 25.8 | 25.5 | 24.2 | 22.1 | 26.6 | 27.7 | 28.5 | 30.8 | 38.1 | 42.4 |
| United States       | 15.9  | 14.7 | 17.5 | 18.3 | 22.5 | 20.6 | 18.7 | 13.5 | 13.0 | 16.0 | 18.6 |
| Colombia            | 11.7  | 17.0 | 17.7 | 20.5 | 20.9 | 18.2 | 18.8 | 21.1 | 20.4 | 17.2 | 13.4 |
| Australia           | 13.3  | 7.9  | 10.9 | 9.1  | 8.7  | 9.8  | 8.3  | 12.1 | 16.7 | 11.8 | 11.8 |
| Indonesia           | 7.8   | 8.0  | 6.3  | 6.1  | 5.9  | 4.4  | 4.7  | 4.6  | 3.5  | 3.5  | 3.8  |
| South Africa        | 18.5  | 17.5 | 10.9 | 9.5  | 8.1  | 7.8  | 10.0 | 8.3  | 5.5  | 5.1  | 2.8  |
| Canada              | 2.7   | 1.8  | 2.2  | 2.6  | 2.1  | 2.3  | 3.5  | 1.8  | 2.5  | 2.6  | 2.6  |
| Mozambique          | 0.0   | 0.0  | 0.0  | 0.1  | 0.0  | 0.2  | 0.3  | 0.5  | 0.7  | 1.3  | 1.8  |
| Kazakhstan          | 0.4   | 0.2  | 0.2  | 0.4  | 0.4  | 0.4  | 0.7  | 0.6  | 0.6  | 0.7  | 1.0  |
| Others              | 9.8   | 7.2  | 8.7  | 9.3  | 9.4  | 9.8  | 7.2  | 8.9  | 6.3  | 3.7  | 2.0  |
|                     | Crude oil<br>(based on tonnes)                                    |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
|                     | 2008  | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
| Russia              | 32.1  | 34.2 | 35.2 | 35.6 | 34.3 | 35.0 | 31.7 | 30.0 | 32.7 | 31.0 | 29.8 |
| Iraq                | 3.4   | 3.9  | 3.4  | 3.7  | 4.3  | 3.9  | 4.8  | 7.9  | 8.6  | 8.5  | 8.7  |
| Saudi Arabia        | 7.1   | 5.9  | 6.1  | 8.4  | 9.2  | 8.8  | 9.0  | 8.0  | 7.8  | 6.6  | 7.4  |
| Norway              | 9.6   | 9.6  | 7.8  | 7.3  | 6.9  | 8.2  | 9.3  | 8.4  | 8.0  | 7.8  | 7.2  |
| Kazakhstan          | 5.0   | 5.5  | 5.7  | 6.0  | 5.4  | 6.1  | 6.7  | 6.8  | 7.0  | 7.7  | 7.2  |
| Nigeria             | 3.7   | 4.2  | 3.9  | 5.7  | 7.3  | 7.3  | 8.4  | 7.8  | 5.2  | 5.8  | 7.1  |
| Libya               | 9.9   | 9.0  | 9.9  | 2.8  | 8.0  | 5.5  | 3.4  | 2.5  | 2.2  | 4.9  | 6.1  |
| Azerbaijan          | 3.3   | 4.2  | 4.5  | 5.1  | 4.0  | 5.0  | 4.7  | 5.4  | 4.7  | 4.7  | 4.6  |
| Iran                | 5.5   | 4.8  | 5.9  | 6.1  | 1.3  | 0.0  | 0.1  | 0.0  | 3.0  | 5.5  | 3.9  |
| United Kingdom      | 5.2   | 5.0  | 5.6  | 4.6  | 4.5  | 4.2  | 4.3  | 4.0  | 4.1  | 4.1  | 3.9  |
| Others              | 15.1  | 13.7 | 12.0 | 14.7 | 14.7 | 15.9 | 17.6 | 19.1 | 16.7 | 13.5 | 14.1 |
|                     | Natural gas<br>(based on terajoule (gross calorific value - GCV)) |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
|                     | 2008  | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
| Russia              | 39.4  | 35.6 | 35.2 | 38.3 | 38.6 | 45.3 | 41.2 | 41.6 | 43.7 | 41.8 | 40.4 |
| Norway              | 22.0  | 23.9 | 22.2 | 23.0 | 25.5 | 23.5 | 26.0 | 25.7 | 18.0 | 17.9 | 18.1 |
| Algeria             | 15.5  | 14.8 | 15.0 | 14.4 | 14.7 | 13.7 | 13.0 | 11.8 | 13.5 | 11.4 | 11.8 |
| Qatar               | 2.5   | 4.1  | 6.2  | 6.0  | 4.7  | 4.2  | 3.7  | 4.1  | 3.3  | 4.1  | 4.6  |
| Nigeria             | 4.2   | 2.6  | 4.4  | 4.5  | 3.5  | 1.9  | 1.6  | 2.2  | 2.2  | 2.7  | 3.0  |
| United Kingdom      | 2.8   | 3.4  | 3.8  | 4.3  | 3.6  | 3.1  | 3.3  | 4.2  | 2.8  | 3.0  | 2.4  |
| Libya               | 3.1   | 3.1  | 3.0  | 0.8  | 2.1  | 1.9  | 2.3  | 2.3  | 1.4  | 1.2  | 1.2  |
| Trinidad and Tobago | 1.6   | 1.8  | 1.1  | 1.2  | 1.0  | 0.8  | 0.9  | 0.5  | 0.2  | 0.2  | 0.8  |
| United States       | 0.0   | 0.0  | 0.0  | 0.0  | 0.0  | 0.0  | 0.0  | 0.0  | 0.1  | 0.4  | 0.5  |
| Peru                | 0.0   | 0.0  | 0.0  | 0.0  | 0.8  | 0.5  | 0.5  | 0.4  | 0.6  | 1.0  | 0.5  |
| Others              | 8.9   | 10.6 | 9.1  | 7.5  | 5.5  | 5.2  | 7.4  | 7.3  | 14.2 | 16.2 | 16.6 |

Source: Eurostat (online data codes: nrg\_ti\_sff, nrg\_ti\_oil and nrg\_ti\_gas)

eurostat 

La [produzione di energia primaria](#) nell'UE e la riduzione del divario tra produzione interna e consumi sono ulteriori componenti determinanti per valutare il livello di dipendenza energetica.

Nel **2018** la **produzione di energia primaria** nell'**UE-28** è ammontata a 635 Mtep, **inferiore del 9,2%** rispetto a quella di **dieci anni prima**.

Tale tendenza generale al ribasso della produzione di energia primaria dell'UE-28 può essere attribuita almeno in parte, rileva Eurostat, all'esaurimento delle fonti di materie prime e/o al fatto che i produttori giudicano antieconomico lo sfruttamento delle limitate risorse disponibili.

**Purtuttavia, in taluni Stati membri**, nel periodo 2008-2018, si è registrato un **incremento** dell'energia primaria prodotta: in *primis*, in **Italia (+ 4,5 Mtep)**, seguita dalla Spagna (+ 4,4 Mtep), dalla Svezia (+4,0 Mtep), Irlanda (+ 3,4Mtep) e Finlandia (+3,2 Mtep).

La produzione di energia primaria da **fonti rinnovabili** è stata **superiore a tutte** le altre forme di energia, con un aumento relativamente costante nel periodo compreso tra il 2008 e il 2018.

Per l'Italia, in particolare, l'energia primaria da **fonti rinnovabili** ha costituito, nel 2018, il **71,4% del totale** di energia primaria **prodotto (rispetto al 34,2 % dell'UE-27)**.

Energy production, 2008 and 2018

|                        | Total production of primary energy<br>(million tonnes of oil equivalent) |              | Share of total production, 2018<br>(%) |                   |                       |             |            |            |
|------------------------|--|--------------|--|-------------------|-----------------------|-------------|------------|------------|
|                        | 2008   | 2018         | Renewable<br>energy                    | Nuclear<br>energy | Solid fossil<br>fuels | Natural gas | Crude oil  | Other      |
| <b>EU-27</b>           | <b>698.8</b>   | <b>634.8</b> | <b>34.2</b>                            | <b>30.8</b>       | <b>18.3</b>           | <b>9.3</b>  | <b>3.4</b> | <b>3.9</b> |
| Belgium                | 13.9   | 11.8         | 28.4                                   | 63.1              | 0.0                   | 0.0         | 0.0        | 8.4        |
| Bulgaria               | 10.2   | 12.0         | 21.4                                   | 34.9              | 42.3                  | 0.2         | 0.2        | 1.0        |
| Czechia                | 33.2   | 27.3         | 16.7                                   | 27.2              | 53.3                  | 0.7         | 0.4        | 1.7        |
| Denmark                | 26.7   | 14.0         | 29.5                                   | 0.0               | 0.0                   | 26.4        | 41.5       | 2.6        |
| Germany                | 136.3  | 112.9        | 38.1                                   | 17.3              | 33.5                  | 4.2         | 1.9        | 5.0        |
| Estonia                | 4.2  | 6.6          | 25.4                                   | 0.0               | 0.0                   | 0.0         | 0.0        | 73.6       |
| Ireland                | 1.6  | 5.0          | 25.3                                   | 0.0               | 0.0                   | 54.6        | 0.0        | 19.1       |
| Greece                 | 9.9  | 7.5          | 40.0                                   | 0.0               | 56.7                  | 0.2         | 2.7        | 0.4        |
| Spain                  | 30.2   | 34.6         | 54.2                                   | 41.8              | 2.5                   | 0.2         | 0.3        | 0.9        |
| France                 | 135.9  | 137.9        | 20.0                                   | 78.0              | 0.0                   | 0.0         | 0.6        | 1.4        |
| Croatia                | 4.8  | 4.2          | 57.0                                   | 0.0               | 0.0                   | 24.3        | 16.7       | 2.0        |
| Italy                  | 32.9   | 37.3         | 71.4                                   | 0.0               | 0.0                   | 11.9        | 12.5       | 4.1        |
| Cyprus                 | 0.1  | 0.2          | 97.8                                   | 0.0               | 0.0                   | 0.0         | 0.0        | 2.2        |
| Latvia                 | 1.8  | 2.9          | 99.7                                   | 0.0               | 0.0                   | 0.0         | 0.0        | 0.3        |
| Lithuania              | 4.1  | 2.0          | 80.3                                   | 0.0               | 0.0                   | 0.0         | 2.3        | 17.4       |
| Luxembourg             | 0.1  | 0.2          | 82.2                                   | 0.0               | 0.0                   | 0.0         | 0.0        | 17.8       |
| Hungary                | 10.9   | 10.9         | 27.6                                   | 36.9              | 10.5                  | 13.5        | 7.4        | 4.1        |
| Malta                  | 0.0  | 0.0          | 100.0                                  | 0.0               | 0.0                   | 0.0         | 0.0        | 0.0        |
| Netherlands            | 67.7   | 36.6         | 15.5                                   | 2.2               | 0.0                   | 75.9        | 2.5        | 3.9        |
| Austria                | 11.2   | 12.0         | 81.6                                   | 0.0               | 0.0                   | 7.2         | 5.7        | 5.6        |
| Poland                 | 70.7   | 61.4         | 14.5                                   | 0.0               | 76.5                  | 5.6         | 1.7        | 1.7        |
| Portugal               | 4.5  | 6.5          | 97.5                                   | 0.0               | 0.0                   | 0.0         | 0.0        | 2.5        |
| Romania                | 28.9   | 25.1         | 23.6                                   | 11.5              | 16.0                  | 34.2        | 13.5       | 1.2        |
| Slovenia               | 3.7  | 3.4          | 31.2                                   | 40.1              | 26.5                  | 0.4         | 0.0        | 1.8        |
| Slovakia               | 6.3  | 6.0          | 26.9                                   | 62.7              | 6.1                   | 1.3         | 0.1        | 2.9        |
| Finland                | 16.5   | 19.7         | 60.7                                   | 27.6              | 0.0                   | 0.0         | 0.0        | 11.7       |
| Sweden                 | 32.6   | 36.6         | 52.0                                   | 45.7              | 0.0                   | 0.0         | 0.0        | 2.3        |
| United Kingdom         | 166.7  | 121.3        | 13.7                                   | 11.6              | 1.3                   | 28.7        | 40.6       | 4.0        |
| Iceland                | 4.5  | 5.4          | 100.0                                  | 0.0               | 0.0                   | 0.0         | 0.0        | 0.0        |
| Norway                 | 221.5  | 206.2        | 6.9                                    | 0.0               | 0.0                   | 51.6        | 36.1       | 5.3        |
| Montenegro             | 0.7  | 0.7          | 50.1                                   | 0.0               | 49.9                  | 0.0         | 0.0        | 0.0        |
| North Macedonia        | 1.6  | 1.1          | 29.4                                   | 0.0               | 70.6                  | 0.0         | 0.0        | 0.0        |
| Albania                | 1.1  | 2.0          | 45.5                                   | 0.0               | 7.2                   | 1.7         | 45.5       | 0.0        |
| Serbia                 | 10.7   | 10.0         | 20.8                                   | 0.0               | 65.9                  | 3.6         | 9.2        | 0.5        |
| Turkey                 | 28.7   | 39.9         | 48.0                                   | 0.0               | 41.5                  | 0.9         | 7.5        | 2.1        |
| Bosnia and Herzegovina | :  | 5.7          | 35.5                                   | 0.0               | 64.5                  | 0.0         | 0.0        | 0.0        |
| Kosovo*                | 1.7  | 1.8          | 21.7                                   | 0.0               | 78.3                  | 0.0         | 0.0        | 0.0        |
| Moldova                | :  | 0.8          | 99.3                                   | 0.0               | 0.0                   | 0.0         | 0.6        | 0.0        |
| Ukraine                | 81.7   | 60.9         | 7.9                                    | 36.5              | 23.5                  | 27.1        | 2.7        | 2.3        |
| Georgia                | :  | 1.3          | 92.4                                   | 0.0               | 4.5                   | 0.7         | 2.4        | 0.0        |

Note: Category 'other' includes natural gas liquids, additives and oxygenates (excluding biofuel portion), other hydrocarbons, peat, oil shale and oil sands, industrial waste (non-renewable), non-renewable municipal waste and heat.

\* This designation is without prejudice to positions on status, and is in line with UNSCR 1244/1999 and the ICJ Opinion on the Kosovo declaration of independence.  
Source: Eurostat (online data code: nrg\_bal\_c)

eurostat

## Politica europea e nazionale

L'esigenza di garantire la **sicurezza** energetica dell'Unione, **con una riduzione della dipendenza** dalle importazioni di energia, in particolare di petrolio e di gas naturale, **da realizzare anche** attraverso l'**efficientamento** dei consumi energetici e la **diversificazione delle fonti** dando **preferenza a quelle rinnovabili**, climaticamente neutre - è alla base delle politiche europee in materia energetica.

Il [Regolamento UE n. 2018/1999](#) del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018 sulla **governance dell'Unione in materia di energia e clima** ribadisce che la **sicurezza energetica** costituisca uno degli assi fondamentali di intervento europeo, demandando agli Stati membri di indicare, all'interno dei propri documenti programmatori in materia energetica, i **PNIEC (Piani nazionali per l'energia e il clima)**, i seguenti **obiettivi**, da realizzare a livello interno:

- **incrementare la diversificazione delle fonti** di energia dei relativi approvvigionamenti da paesi terzi, nell'ottica di ridurre la dipendenza dalle importazioni di energia;
- **aumentare la flessibilità del sistema** energetico nazionale;
- **affrontare limitazioni o interruzioni di approvvigionamento** di una fonte di energia, nell'ottica di accrescere la resilienza dei sistemi energetici regionali e nazionali (art. 4, par. 1, lett. b)).

Per quanto riguarda gli **obiettivi del PNIEC** presentato dall'**Italia** alle Istituzioni europee, *si rinvia al paragrafo successivo*.

Negli ultimi anni, nel quadro della **governance europea dell'energia e clima** (su cui si rinvia più diffusamente all'apposito [tema](#) dell'attività parlamentare), sono stati poi adottati degli interventi legislativi recanti misure di **solidarietà e coordinamento tra gli Stati membri**, per far sì che il mercato interno del gas e dell'energia elettrica funzioni anche in caso di **crisi di approvvigionamento**, sia in termini di prevenzione, che di reazione alle medesime crisi.

Il [Regolamento 2017/1938/UE](#), finalizzato a garantire che il **mercato interno del gas** funzioni anche in caso di carenza dell'approvvigionamento o di interruzione di un'infrastruttura di trasporto del gas naturale, e prevede **misure di solidarietà e coordinamento tra gli Stati membri** nella risposta alle crisi di approvvigionamento, sia in termini di prevenzione, che di reazione alle medesime, assicurando così la tutela dei clienti protetti.

Nell'ottica della reazione coordinata ad eventuali crisi di approvvigionamento di gas naturale, l'**articolo 13** del Regolamento prevede, in particolare, che gli Stati membri adottino accordi intergovernativi in base ai quali **ciascuno Stato potrà chiedere o fornire solidarietà** nella fornitura di gas **a uno Stato membro direttamente interconnesso, o connesso attraverso un paese terzo**, nel caso in cui una grave situazione di emergenza non consenta di assicurare la fornitura di gas ai propri clienti protetti. Ovviamente, lo Stato membro che ha dichiarato l'emergenza è tenuto a compensare economicamente lo Stato membro che ha attivato i meccanismi di solidarietà. In caso di inerzia degli Stati membri, la Commissione, previa consultazione delle autorità competenti interessate, può proporre un quadro di riferimento per tali misure per renderle operative.

Nel caso di specie, l'**Italia** - come evidenziato da ARERA (cfr. [memoria 179/2018/I/COM](#)) potrebbe attivare la misura di solidarietà, in qualità sia di Stato richiedente sia di Stato prestatore, nei confronti di **Francia, Germania (tramite la Svizzera), Austria e Slovenia**. Lo Stato membro che ha dichiarato l'emergenza è tenuto a compensare economicamente lo Stato membro che ha attivato i meccanismi di solidarietà, in considerazione di tutti i ragionevoli costi sostenuti da

quest'ultimo. Lo Stato membro che presta solidarietà deve infatti ricevere tempestivamente un'equa compensazione da parte dello Stato membro che riceve solidarietà, anche per il gas distribuito nel territorio di questo e per tutti gli altri costi pertinenti e ragionevoli sostenuti nel prestare solidarietà. Le **misure di solidarietà** sono **subordinate** alla condizione che lo Stato membro richiedente solidarietà si impegni a versare suddetta **equa e tempestiva compensazione**.

Il 14 maggio 2020 la Commissione europea ha inviato **lettere di costituzione in mora (procedura di infrazione n. 2020/2131)** ai sensi dell'articolo 258 del TFUE **a tutti gli Stati membri dell'UE** (ad **eccezione di Cipro**) e al Regno Unito a causa del mancato rispetto degli obblighi di notifica e dell'applicazione del meccanismo di solidarietà, sopra descritti, introdotti dal Regolamento.

È in corso di esame parlamentare, lo schema di decreto legislativo (**A.G. 200**) adottato ai sensi della delega contenuta nell'[articolo 24 della legge 4 ottobre 2019, n. 117 "Legge di delegazione europea 2018"](#) - per l'adeguamento le disposizioni nazionali sul mercato del gas alle norme contenute nel **Regolamento 2017/1938/UE** (qui il [dossier](#)).

Si evidenzia che il Ministero dello sviluppo economico ha comunque adottato, in allegato al **D.M. 18 dicembre 2019**, ai sensi dell'articolo 8, comma 1, del decreto legislativo n. 93/2011, in conformità e **prima applicazione** delle disposizioni del **Regolamento**:

- il **Piano di azione preventiva per il sistema Italiano del gas naturale**. Il Piano di Azione Preventivo contiene, rispetto ai precedenti, alcune importanti novità tra cui informazioni relative ai gruppi di rischio a cui il sistema italiano appartiene. Tali informazioni, direttamente veicolate dagli Stati Membri interessati (in lingua inglese) sono state estrapolate dai documenti di Valutazione dei Rischi Comune elaborati in precedenza e riportate nei capitoli di pertinenza.

Come richiesto dal nuovo Regolamento il Piano è stato posto in consultazione per i diretti portatori di interesse italiani e, successivamente, per le Autorità Competenti degli Stati Membri europei interessati. Il Piano è [pubblicato](#) sul sito istituzionale del MISE. Come vi si legge, l'Italia appartiene a **sei gruppi di rischio**:

- o il **gruppo "Ucraina"** appartenente all'insieme dei gruppi di rischio per l'approvvigionamento di gas attraverso la rotta orientale insieme a Bulgaria, Repubblica Ceca, Germania, Grecia, Croazia, Lussemburgo, Ungheria, Austria, Polonia, Romania, Slovenia e Slovacchia;
- o il **gruppo "Norvegia"** appartenente all'insieme dei gruppi di rischio per l'approvvigionamento di gas attraverso la rotta del Mar del Nord insieme a Belgio, Danimarca, Germania, Irlanda, Spagna, Francia, Lussemburgo, Paesi Bassi, Portogallo, Svezia e Regno Unito;

- il **gruppo "Algeria"** appartenente all'insieme dei gruppi di rischio per l'approvvigionamento di gas attraverso la rotta nordafricana insieme a Grecia, Spagna, Francia, Croazia, Malta, Austria, Portogallo e Slovenia;
- il **gruppo "Libia"** appartenente all'insieme dei gruppi di rischio per l'approvvigionamento di gas attraverso la rotta nordafricana insieme a Croazia, Malta, Austria e Slovenia;
- il **gruppo "Corridoio meridionale del gas - Mar Caspio"** appartenente all'insieme dei gruppi di rischio per l'approvvigionamento di gas attraverso la rotta sudorientale insieme a Bulgaria, Grecia, Croazia, Ungheria, Malta, Austria, Romania, Slovenia e Slovacchia;
- il gruppo **"Mediterraneo orientale"** appartenente all'insieme dei gruppi di rischio per l'approvvigionamento di gas attraverso la rotta sudorientale insieme a Grecia, Cipro e Malta.

Per gli ultimi due gruppi, Corridoio meridionale del gas - Mar Caspio e Mediterraneo orientale, le attività sono ancora ferme poiché le infrastrutture di interconnessione sono ancora in costruzione o in attesa di decisione finale di investimento. **L'Italia è stata incaricata di coordinare i lavori del gruppo "Ucraina" e del gruppo "Libia".**

Il **Piano di emergenza** è stato poi aggiornato con le previsioni del **decreto ministeriale 30 settembre 2020**, relativo ai meccanismi per i servizi di interrompibilità tecnica della fornitura di gas naturale offerti da clienti industriali. [Qui](#), la versione consolidata del Piano, [pubblicata](#) sul sito istituzionale del MISE.

Il Piano disciplina le condizioni in presenza delle quali si è in preallarme - **early warning**; il livello di allarme-**alert** e il livello di emergenza-**emergency**.

La **Direzione Generale per le Infrastrutture e la Sicurezza dei Sistemi Energetici e Geominerari (DGISSEG)** del Ministero dello Sviluppo Economico, responsabile della dichiarazione dei livelli di crisi, dichiara e comunica l'attivazione dei livelli di preallarme, allarme ed emergenza e la relativa cessazione, riunisce il **Comitato tecnico di emergenza e monitoraggio (CTEM)** e decide, su indicazione dell'**Impresa maggiore di trasporto (SNAM Rete gas S.p.A.)** o del Comitato, quali misure non di mercato adottare o sospendere.

Comunica poi alla Commissione, nonché alle autorità competenti degli Stati membri interessati e degli altri Stati confinanti, l'entrata in vigore della condizione di crisi, ponendo in essere gli eventuali meccanismi di cooperazione previsti o predisponendo l'attivazione di nuovi processi di coordinamento che saranno definiti nei piani comuni di azione preventivi a livello regionale di cui all'articolo 4, comma 3, del regolamento. Assicura i necessari collegamenti con la Commissione



Europea, con il GCG e con le altre istituzioni eventualmente coinvolte per la gestione del Piano di emergenza.

Si avvale di **SNAM Rete gas**, per: comunicare agli Utenti del sistema di trasporto l'attivazione dei livelli di preallarme, allarme ed emergenza; monitorare e coordinare le azioni previste dal Piano di Emergenza.

Si rammenta che il **Comitato tecnico di emergenza e monitoraggio (CTEM)** (istituito con D.M. 26 settembre 2001) è un organo tecnico consultivo del MISE, operante presso la Direzione generale per le infrastrutture e la sicurezza dei sistemi energetici e geominerari (DGISSEG).

Ai sensi del Piano, **SNAM rete gas S.p.a.** monitora quotidianamente lo stato del sistema gas, anche in collaborazione con gli operatori di trasporto internazionali interconnessi, e pubblica in modo chiaro e tempestivo sul proprio sito internet le informazioni a tal fine rilevanti, segnalando all'Autorità competente il possibile peggioramento dello stato del sistema e proponendo, se del caso, l'attivazione dei livelli di preallarme, allarme ed emergenza. Le imprese di trasporto interconnesse operanti sul territorio nazionale collaborano per garantire condizioni di interoperabilità che contribuiscano al buon fine di ogni fase di crisi. Le imprese di stoccaggio, rigassificazione e distribuzione, nonché **TERNA S.p.a.**, contribuiscono – ognuno per le proprie competenze - al reperimento delle informazioni necessarie a garantire il monitoraggio del sistema.

Il [regolamento \(UE\) n. 2019/941](#) sulla **preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica** segue in larga misura l'approccio scelto nel Regolamento sulla sicurezza dell'approvvigionamento di gas (Regolamento (UE) 2017/1938) e sottolinea la necessità di valutare adeguatamente tutti i rischi, compresi quelli connessi alla *cyber* sicurezza.

Le misure adottate per risolverli devono essere adeguatamente indicate nei **piani nazionali di preparazione ai rischi** (articolo 10). Anche per il settore elettrico, la finalità è quella di un coordinamento fra Stati membri per individuare situazioni di rischio potenziale di significativa carenza di energia o di impossibilità di fornire energia elettrica ai clienti. La Rete europea dei gestori dei sistemi di trasmissione dell'energia elettrica («**ENTSO-E**») e gli Stati membri devono determinare scenari concreti di crisi dell'energia elettrica a livello regionale e nazionale. Sulla base degli scenari di rischio, le autorità hanno il compito di elaborare i **piani di preparazione ai rischi** per affrontare ciascuna eventualità. Il regolamento stabilisce un quadro per un monitoraggio efficace della sicurezza dell'approvvigionamento di energia elettrica nell'Unione tramite il gruppo di coordinamento per l'energia elettrica (**ECG**), istituito con decisione della Commissione del 15 novembre 2012.

Il [regolamento \(UE\) n. 2019/943/UE](#) – che modifica la normativa sul mercato interno dell'energia elettrica – interviene poi sulla disciplina dei **meccanismi della capacità** e attribuisce (all'articolo 23) all'**ENTSO-E** (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*) il compito di delineare gli **scenari**

**di adeguatezza e sicurezza a livello generale**, lasciando poi ai singoli gestori di ogni Paese il compito di definire i dettagli e le specificità di ciascun sistema, sia pure in quadro regolatorio comune.

I meccanismi delle capacità mirano a garantire che l'approvvigionamento di energia elettrica sia sufficiente durante i periodi di punta remunerando le risorse per la loro disponibilità. La valutazione europea dell'adeguatezza delle risorse viene introdotta per verificare se l'introduzione dei meccanismi di capacità è giustificata. Gli Stati membri che introducono meccanismi di capacità devono sottoporre i loro piani di attuazione alla Commissione al fine di migliorare il funzionamento del mercato.

Viene fissato per le emissioni un limite di 550 g di CO<sub>2</sub> per kWh di energia elettrica. Le nuove centrali elettriche con emissioni superiori e che iniziano la produzione commerciale dopo l'entrata in vigore del regolamento non potranno più partecipare ai meccanismi di capacità. Le centrali elettriche esistenti che emettono più di 550 g di CO<sub>2</sub> fossile per kWh e una media di 350 kg di CO<sub>2</sub> all'anno per kW installato non saranno in grado di partecipare ai meccanismi di capacità dopo il 1 luglio 2025.

I contratti di capacità conclusi entro il 31 dicembre 2019 non sono interessati dalle nuove regole.

A livello nazionale, in esecuzione della normativa europea sopra descritta, è stato adottato il [D.M. 28 giugno 2019](#) (c.d. D.M. " *Capacity market*"), che contiene la **disciplina del nuovo sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica** (cd. **Capacity Market**), disponendo che esso operi attraverso **procedure concorsuali**. La disciplina primaria sul **Capacity Market** è contenuta a livello primario nell'[art. 1 del decreto legislativo n. 379/2003](#), ma fino al decreto del 2019 non aveva ricevuto ancora attuazione.

Nel mercato della capacità nazionale, Terna si approvvigiona di capacità attraverso contratti di approvvigionamento di lungo termine aggiudicati con aste competitive. Alle aste, organizzate da Terna, possono partecipare gli operatori titolari di unità di produzione (programmabili e non programmabili) che per la capacità selezionata in esito all'asta hanno:

- l'obbligo di offrire la capacità sui mercati dell'energia e dei servizi
- il diritto di ricevere da Terna un premio fisso annuo
- l'obbligo di restituire a Terna la differenza se positiva fra il prezzo dell'energia elettrica che si realizza sui mercati dell'energia e dei servizi ed un prezzo di esercizio definito da Arera.

Alle aste possono altresì partecipare le unità di consumo (*demand-response*) e le risorse estere con specifici obblighi e diritti. Si rinvia al [sito istituzionale](#) di Terna, quanto all'attuazione del meccanismo.

L'importanza di proteggere le [infrastrutture energetiche critiche](#) è aumentata negli ultimi decenni a causa dell'elevato impatto a cascata che potrebbe derivare da un grave danno causato, ad esempio, da un attacco terroristico. Il nuovo regolamento ([2019/943/UE](#)) prevede l'adozione, da parte della Commissione europea, di un **codice di rete** concernente norme settoriali per gli aspetti relativi alla **cyber sicurezza dei flussi transfrontalieri di energia elettrica**, e ai requisiti minimi comuni, la pianificazione, il monitoraggio, la rendicontazione e la **gestione delle crisi** (articolo 59, par. 2, lett. e)). La Commissione europea ha adottato la [raccomandazione \(UE\) n. 2019/553 sulla cyber sicurezza nel settore dell'energia](#).

Il **disegno di legge di delegazione europea 2019 (A.C.2757)**, approvato in prima lettura dal Senato, all'articolo 19, contiene la delega al Governo per l'adeguamento della normativa nazionale alle disposizioni dei due regolamenti appena ricordati [Regolamento (UE) 2019/943 e Regolamento (UE) 2019/941].

Ai sensi della disciplina nazionale vigente (di derivazione europea, art. 36 del decreto legislativo n. 93/2011), Terna predispone, entro il 31 gennaio di ogni anno, e il MISE approva<sup>4</sup>, un [Piano di sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale](#).

Si tratta dello strumento per la pianificazione a medio e lungo termine dello sviluppo della rete, con orizzonte decennale, contenente le linee di sviluppo di tale sistema infrastrutturale, tenendo conto dell'andamento del **fabbisogno energetico** e della previsione della domanda da soddisfare, della necessità di potenziamento delle **reti di interconnessione con l'estero**; della necessità di **ridurre al minimo i rischi di congestione** interzonali, anche in base alle previsioni sull'incremento e sulla distribuzione della domanda formulate dai gestori delle reti di distribuzione; delle richieste di connessione alla RTN formulate dagli aventi diritto (si veda, *infra*, paragrafo successivo).

### **Politica nazionale: gli obiettivi del PNIEC**

Un capitolo del [Piano nazionale integrato per l'energia ed il clima](#)<sup>5</sup> è specificamente dedicato al tema della sicurezza energetica, anche se il tema è comunque connesso ad altri spetti della politica energetica, come sottolineato.

Il Piano indica come linea di azione non solo la **diversificazione delle rotte di approvvigionamento** di gas, ma anche la riduzione delle importazioni energetiche "grazie a uno sviluppo sostenuto della generazione da **fonti rinnovabili** e

---

<sup>4</sup> Il Piano è sottoposto all'approvazione del Ministro dello sviluppo economico, acquisito il parere delle Regioni territorialmente competenti e tenuto conto delle valutazioni formulate dall'ARERA in esito alla consultazione pubblica.

<sup>5</sup> Cfr. Il Capitolo "[Dimensione della sicurezza energetica](#)", pag. 80 e ss.



dall'incremento dell'**efficienza energetica**. In particolare, la dipendenza energetica dovrebbe ridursi dal 77,7% del 2016 a circa il 68% nel 2030. Il **sistema gas** viene indicato come il perno del sistema energetico "ibrido" elettrico-gas, grazie ad uno **sviluppo dei gas rinnovabili** (biometano, idrogeno e metano sintetico) e alla diffusione di carburanti alternativi nei trasporti.

L'importanza del gas nel sistema energetico è vista con favore anche perché non richiede lo sviluppo di nuove grandi infrastrutture oltre quelle già in costruzione o previste.

Allo stato attuale, le forniture di gas all'Italia provengono prevalentemente, come sopra illustrato, da Paesi con elevati profili di rischio geopolitico; per controbilanciare tale situazione sfavorevole si è cercato – afferma il PNIEC - di diversificare i fornitori non europei (Algeria, Libia, Qatar, Russia) già da diversi anni e si continua ancora attivamente in questa direzione (e.g., Azerbaijan, e USA e Canada come GNL).

La diversificazione delle fonti di approvvigionamento è essenziale posto che il gas continuerà comunque a svolgere nel breve-medio periodo una funzione essenziale, in sinergia con le fonti rinnovabili, per gli usi industriali e domestici (oltre che per i trasporti) e soprattutto per la generazione elettrica.

In particolare, gli sforzi si sono orientati verso:

- l'**ottimizzazione** dell'uso della **capacità di importazione di GNL** nei terminali esistenti, il mantenimento della capacità dei quali continuerà ad avere un ruolo strategico, anche per favorire la partecipazione dell'Italia al mercato mediterraneo e globale del GNL in concorrenza con i terminali del nord Europa;
- l'apertura del corridoio sud tramite **TAP (*Trans Adriatic Pipeline*)**, consentendo l'importazione di circa 8,8 mld di m3 all'anno di gas azeri in Italia e con un potenziale incremento di capacità per ulteriori 10 mld di m3 all'anno realizzabile senza nuovi interventi infrastrutturali sul tratto italiano;
- il **progetto EastMed** (collegamento alle riserve *off shore* di Cipro e Israele): che, secondo il PNIEC, pur potendo consentire dal 2025 una ulteriore diversificazione delle rotte attuali (l'Italia è il Paese che più di ogni altro all'interno dell'UE diversifica le proprie fonti), potrebbe non rappresentare una priorità visto che gli scenari di decarbonizzazione possono essere attuati tramite le infrastrutture esistenti e il TAP.

Come illustrato nel PNIEC, il sistema gas italiano, geograficamente "a valle" dei più importanti transiti di gas naturale che attraversano l'Europa (gas russo e gas del Mare del Nord), è caratterizzato da un livello dei prezzi di scambio del gas superiore a quello dei principali *hub* europei. Questo *spread* è dovuto ad un'ancora

incompleta integrazione del mercato italiano con i mercati più liquidi nord europei, a cui è connesso tramite il gasdotto svizzero Transitgas che ha una gestione delle capacità di trasporto a breve termine non corrispondente alle regole europee, che non consente agli *shipper* di bilanciare giornalmente i prezzi tra i due mercati.

Tale situazione – afferma il PNIEC - è in fase di marcato peggioramento a causa della messa fuori esercizio di uno dei due gasdotti che costituiscono il sistema di trasporto TENP in Germania, che collega il gasdotto svizzero Transitgas al nord Europa. In condizioni normali questo comporta esclusivamente un più alto costo dell'energia in Italia, ma in particolari condizioni congiunturali il sistema può rischiare la crisi degli approvvigionamenti.

Per quanto l'approvvigionamento, le analisi condotte dal MISE hanno evidenziato alcune **criticità nella copertura della domanda**, utilizzando i criteri previsti dal Regolamento 2017/1938/UE, già descritto, che ha imposto agli Stati membri di adottare le misure necessarie a soddisfare la domanda massima giornaliera di gas anche nel caso dovesse verificarsi l'interruzione totale del flusso della principale infrastruttura di approvvigionamento di gas del paese (nel caso dell'Italia, il metanodotto di importazione del gas russo). Si paventa, pertanto, non "solo" un più alto costo dell'energia in Italia, ma un andamento dei consumi che, soprattutto sulla base degli andamenti degli ultimi inverni, prefigura il rischio di una crisi degli approvvigionamenti.

Il PNIEC segnala come l'essere andati negli ultimi anni molto vicino alla soglia minima al di sotto della quale lo *standard* infrastrutturale dello Stato è considerato inadeguato a garantire i necessari livelli di sicurezza è dipeso, sia dalla crescita della domanda di punta di gas, sia soprattutto dalla diminuzione dei flussi di alcuni metanodotti di importazione, con la diminuzione dei volumi dei contratti di importazione in corso di rinegoziazione con l'Algeria.

Il PNIEC afferma che gli obiettivi di **riduzione del rischio nella disponibilità di energia** possono essere raggiunti tramite:

- l'incremento della **diversificazione delle fonti di approvvigionamento**, con l'ottimizzazione dell'uso delle infrastrutture esistenti e lo sviluppo del mercato del GNL e l'incremento in rete di quote crescenti dei gas rinnovabili (biometano, metano sintetico e a tendere idrogeno);
- il **miglioramento della flessibilità** del sistema nazionale rispetto alle fonti di approvvigionamento, tramite l'ammodernamento della rete di trasporto del gas, anche ai fini dell'aumento dei suoi standard di sicurezza e controllo, secondo quanto previsto nei Piani decennali di sviluppo delle società di trasporto;
- il miglioramento del **marginale di sicurezza** in caso di elevati picchi di domanda;

- il **coordinamento dei piani di emergenza nazionali** con quelli degli altri Paesi che sono collegati ai medesimi corridoi di approvvigionamento fisico, come previsto dal Regolamento europeo 1938/2017 sulla sicurezza del sistema del gas, stabilendo anche possibili misure di solidarietà tra Stati membri.

Per quanto riguarda il **settore elettrico**, per il quale un ruolo predominante, come detto, è svolto dalle **fonti rinnovabili**, l'intento alla base del Piano è di agire su leve di mercato per favorire **nuovi sistemi di accumulo**, nonché di **migliorare la capacità** di generazione e promuovere un **ruolo progressivamente più attivo della domanda**.

Come criticità, sono state segnalate a breve termine le situazioni della Sicilia e nel medio termine quella di tutto il Centro-Nord e nelle Isole Maggiori.

Come detto, uno degli obiettivi strategici è un importante sviluppo della capacità di **accumulo**. In questo senso una adeguata gestione dei momenti di massimo carico può essere assicurato dagli impianti di pompaggio grazie al riempimento degli invasi a monte, in base ad una programmazione consentita dalle ore di basso carico. È stato anche avviato uno studio per l'individuazione di siti adatti a nuovi impianti di pompaggio basati su laghi o bacini esistenti.

Un altro importante elemento della politica di efficientamento è legata ad uno sviluppo dello *storage* elettrochimico, essendo attesa una curva discendente dei costi dei sistemi distribuiti di generazione fotovoltaica con batteria. Il sistema di accumulo è utile anche per ridurre al minimo le *overgeneration*. Anche in considerazione della normativa comunitaria, una linea di azione è l'attrazione degli investimenti privati negli accumuli, mentre sono in fase di avvio nuove soluzioni di stoccaggio che prevedano l'utilizzo di **vettori energetici alternativi** (primo fra tutti, l'**idrogeno**). In particolare, si guarda con interesse la sintesi di idrogeno a partire da elettricità rinnovabile in eccesso, da impiegarsi a fini di accumulo o immissione nelle reti gas.

Sono allo studio anche azioni volte a incrementare la **resilienza delle infrastrutture elettriche** a fronte dei sempre più frequenti eventi meteorologici di grave entità che comportano interruzioni del servizio, prolungate e diffuse sul territorio. Con specifici indirizzi, il MISE ha previsto che sia i concessionari della distribuzione sia Terna presentino i piani di resilienza, indicando le aree e le linee più a rischio. Al miglioramento della resilienza del sistema sono collegati strumenti premiali e penalizzanti messi in campo dall'ARERA.

Come già anticipato, un elemento in grado di migliorare sensibilmente l'efficienza del sistema è dato da un intervento di **potenziamento e ammodernamento della rete elettrica** di trasmissione e distribuzione. Gli interventi di rete e la nuova capacità di accumulo dovranno essere programmati in coordinamento con quelli di sviluppo delle fonti rinnovabili, in modo da favorire la

localizzazione degli impianti sulla base di criteri che considerino la disponibilità delle risorse, di siti idonei, nonché i vincoli e la fattibilità economica, in ragione anche di un'accresciuta capacità del sistema di spostare temporalmente la disponibilità di energia.

Come evidenzia il PNIEC, gli obiettivi nazionali nell'ambito della sicurezza energetica per il settore elettrico sono suddivisi tra **obiettivi di natura infrastrutturale**, finalizzati a incrementare la sicurezza di alimentazione nelle diverse condizioni attese (in coerenza con gli scenari ENTSO-E<sup>6</sup> e con le previsioni del TSO *Transmission System Operator* – [Terna S.p.a.](#), contenute nel [Piano di sviluppo della rete 2020](#)) e **obiettivi finalizzati a rimuovere** gli ostacoli e i **vincoli** che, **sul piano normativo**, rallentano la realizzazione dei predetti interventi.

Lo **sviluppo delle interconnessioni con le altre reti** e di soluzioni volte a creare sinergie con il settore gas (*sector coupling*), in un contesto di profondi mutamenti del mercato europeo, risponde all'esigenza, oltre che di ampliare la dimensione del mercato stesso e di ridurre i *gap* di prezzo, anche di affrontare meglio i problemi di affidabilità del sistema in termini di adeguatezza e flessibilità.

La **capacità di interconnessione italiana** è oggi concentrata soprattutto sulle frontiere nord-ovest e nord-est del Paese, integrata da connessioni anche con la Grecia e con il Montenegro. Il PNIEC prevede un **ulteriore potenziamento delle interconnessioni** verso tali frontiere, secondo un approccio costi-benefici e privilegiando il **collegamento con sistemi a forte sviluppo di energia rinnovabile e/o in grado di contribuire al contenimento dei prezzi interni**.

Sul punto, appare opportuno ricordare gli specifici obiettivi di sviluppo contenuti nel [Piano di sviluppo della rete 2020](#) predisposto da Terna e approvato dal MISE.

Tale documento afferma che lo sviluppo della capacità di interconnessione dell'Italia interessa la **frontiera Nord** (Francia, Svizzera, Austria e Slovenia) e le frontiere con il **Nord Africa, la Corsica e i Balcani**, a fronte di un differenziale di prezzo che, in base alle previsioni attualmente disponibili, tenderà a mantenersi elevato.

A tal riguardo, occorre considerare:

- lo **sviluppo dei progetti** di interconnessione previsti ai sensi della legge n. 99 del 2009 e s.m.i., che prevede la realizzazione di un ulteriore aumento della capacità di trasporto con l'estero. La legge introduce la tipologia degli **interconnector** ovvero progetti di Interconnessione finanziati da clienti finali selezionati da Terna tramite apposite procedure. In particolare, la

---

<sup>6</sup> In linea con il quadro normativo comunitario previsto dal Reg. (UE) 714/2009, nel 2009 è stata costituita l'associazione ENTSO-E, formata da 42 Gestori di Rete Europei appartenenti a 35 Paesi. Lo scopo principale dell'ENTSO-E9 è quello di promuovere il funzionamento affidabile, la gestione ottimale e lo sviluppo della rete di trasmissione dell'energia elettrica europea.

Legge prevede che i soggetti selezionati, oltre a finanziare le opere di interconnessione, affidino a Terna un mandato per la realizzazione e l'esercizio delle stesse;

- l'**interconnessione** tra i sistemi elettrici della **Corsica**, della **Sardegna** e della **Penisola** Italiana, principalmente per esigenze di sicurezza e integrazione della produzione da fonti rinnovabili;
- lo sviluppo della capacità di **interconnessione** con il **Nord Africa**, di rilevanza strategica, che genererebbe benefici in Italia e Tunisia, fornendo uno strumento aggiuntivo per ottimizzare l'uso delle risorse energetiche tra Europa e Nord Africa;
- le linee di **interconnessione** realizzate da **soggetti privati** ai sensi della normativa vigente (D.M. 21 ottobre 2005 e Regolamento CE 714/2009).

### **L'indagine conoscitiva della Commissione Affari esteri della Camera sulla politica estera energetica dell'Italia<sup>7</sup>**

Nella seduta del [7 novembre 2018](#) la III Commissione della Camera ha deliberato lo svolgimento di un'**indagine conoscitiva sulla politica estera energetica dell'Italia tra crisi regionali e rotte transcontinentali**.

In base al programma dell'indagine conoscitiva, questa intende delineare un **quadro coerente sulla politica estera dell'Italia dal punto di vista della strategia energetica, da considerare parte integrante della politica estera del nostro Paese**. L'Italia infatti è potenzialmente esposta a numerose vulnerabilità dal punto di vista dell'approvvigionamento energetico, essenzialmente collegate all'instabilità in preda alla quale si trovano le regioni del Nordafrica, del Medio Oriente e dell'Eurasia dotate di ingenti risorse di petrolio e gas.

L'indagine dovrà pertanto valutare le potenzialità dell'Italia come possibile snodo energetico europeo, a partire dai collegamenti già esistenti con paesi della sponda sud del Mediterraneo, e nell'ottica delle rilevanti scoperte nel bacino Mediterraneo orientale, ma in un'ottica di diversificazione energetica. Il versante eurasiatico dovrà necessariamente essere approfondito, soprattutto per la straordinaria importanza dei rapporti con paesi come Russia e Cina.

Secondo quanto riportano nel [programma dell'indagine](#), quest'ultima si articolerà principalmente in audizioni di soggetti rilevanti ai fini dei temi trattati, ed eventualmente anche in attività al di fuori della sede parlamentare. Il termine dell'indagine è stato fissato inizialmente al 31 dicembre 2019.

---

<sup>7</sup> A cura del Dipartimento Affari esteri

Sono previste audizioni di Ministri e rappresentanti dei Ministeri competenti, rappresentanti diplomatici italiani ed esteri, dirigenti dell'Agenzia informazioni e sicurezza esterna (AISE), esponenti dell'Autorità garante per l'energia, rappresentanti di imprese multinazionali, esponenti della società civile, analisti ed esperti.

Nella seduta del [5 dicembre 2018](#) si è svolta la prima audizione dell'indagine, con la partecipazione di **Nicolò Sartori**, responsabile del programma "Energia, clima e risorse" dell'Istituto Affari Internazionali (IAI).

Successivamente, nella seduta del [14 febbraio 2019](#), si è invece tenuta l'audizione del direttore per le relazioni internazionali di ENI, **Lapo Pistelli**.

Infine, nella seduta del [20 marzo 2019](#) ha avuto luogo l'audizione di **Marco Margheri**, vicepresidente esecutivo di **Edison S.p.A.** per la Divisione sostenibilità, istituzioni e regolazioni.

È stato da ultimo deliberato un nuovo termine per la conclusione dell'indagine conoscitiva, **al 31 dicembre 2020** (seduta della Commissione Affari Esteri del 15 gennaio 2020).

## **Documentazione parlamentare**





**Indagine conoscitiva della III Commissione sulla  
politica estera energetica dell'Italia tra crisi  
regionali e rotte transcontinentali**



**COMMISSIONE III  
AFFARI ESTERI E COMUNITARI**

**RESOCONTO STENOGRAFICO**

**INDAGINE CONOSCITIVA**

**1.**

**SEDUTA DI MERCOLEDÌ 5 DICEMBRE 2018**

PRESIDENZA DELLA PRESIDENTE MARTA GRANDE

**INDICE**

|   | PAG. |  | PAG.     |
|---|------|--|----------|
| <b>Sulla pubblicità dei lavori:</b>   |      | <b>Audizione di Nicolò Sartori, responsabile del programma « Energia, clima e risorse » dell'Istituto Affari Internazionali (IAI):</b> |          |
| Grande Marta, <i>Presidente</i> .....   | 3    | Grande Marta, <i>Presidente</i> .....  | 3, 9, 12 |
|   |      | Billi Simone (Lega) .....  | 9        |
| <b>INDAGINE CONOSCITIVA SULLA POLITICA ESTERA ENERGETICA DELL'ITALIA TRA CRISI REGIONALI E ROTTE TRANSFRONTALIERE</b> |      | Boldrini Laura (LeU) .....   | 9        |
|   |      | Sartori Nicolò, <i>responsabile del programma « Energie, clima e risorse » dell'Istituto Affari Internazionali</i> .....               | 3, 9     |

**N. B. Sigle dei gruppi parlamentari: Movimento 5 Stelle: M5S; Lega - Salvini Premier: Lega; Partito Democratico: PD; Forza Italia - Berlusconi Presidente: FI; Fratelli d'Italia: FdI; Liberi e Uguali: LeU; Misto: Misto; Misto-MAIE-Movimento Associativo Italiani all'Estero-Sogno Italia: Misto-MAIE-SI; Misto-Civica Popolare-AP-PSI-Area Civica: Misto-CP-A-PS-A; Misto-Minoranze Linguistiche: Misto-Min.Ling.; Misto-Noi con l'Italia-USEI: Misto-Nci-USEI; Misto-+Europa-Centro Democratico: Misto-+E-CD.**

PRESIDENZA DELLA PRESIDENTE  
MARTA GRANDE

La seduta comincia alle 14.10.

Sulla pubblicità dei lavori.

PRESIDENTE. Avverto che la pubblicità dei lavori della seduta odierna sarà assicurata anche attraverso la trasmissione diretta sulla *web-tv* della Camera dei deputati.

**Audizione di Nicolò Sartori, responsabile del programma « Energia, clima e risorse » dell'Istituto Affari Internazionali (IAI).**

PRESIDENTE. L'ordine del giorno reca l'audizione, nell'ambito dell'indagine conoscitiva sulla politica estera energetica dell'Italia tra crisi regionali e rotte transcontinentali, del dottor Nicolò Sartori, responsabile del programma « Energia, clima e risorse » dell'Istituto Affari Internazionali.

Saluto e ringrazio il dottor Nicolò Sartori per la sua disponibilità a prendere parte ai nostri lavori.

L'attività di ricerca del dottor Sartori si concentra sul tema della geopolitica dell'energia, con particolare attenzione alle aree geografiche del Mar Caspio e dell'Asia centrale, della Russia e del Mediterraneo. Svolge, infine, ricerca sulla dimensione esterna della politica energetica italiana ed europea, sul ruolo emergente della Turchia come polo energetico regionale, sulle implicazioni dello sviluppo del corridoio sud per la sicurezza energetica europea e sul tema della *governance* delle politiche energetiche in seno all'Unione europea. Ha lavorato, inoltre, come *faculty advisor* presso il NATO De-

*fence College* di Roma, focalizzando le sue ricerche sul ruolo dell'Alleanza atlantica in materia di sicurezza energetica.

Il programma « Energia, clima e risorse » dello IAI mira ad approfondire i temi della transizione energetica e della lotta al cambiamento climatico, che non riguardano solo il settore dell'energia *tout court*, ma impattano anche sulle dinamiche socio-economiche a livello nazionale, regionale e globale.

Ne sono un esempio il successo della COP21 (Conferenza delle parti), il crollo del costo delle rinnovabili e la loro importanza nell'elettrificazione dell'Africa subsahariana, così come il potenziale ruolo chiave del Mediterraneo orientale per gli approvvigionamenti europei.

A tal fine, nell'ambito di questo programma, lo IAI collabora con i principali attori istituzionali e le maggiori aziende coinvolte a livello nazionale e internazionale in questi cambiamenti, attraverso l'organizzazione di seminari e conferenze e la realizzazione di studi e pubblicazioni sul tema dell'energia, del clima e dello sfruttamento sostenibile delle risorse.

Do la parola al dottor Sartori per lo svolgimento della sua relazione.

NICOLÒ SARTORI, *responsabile del programma « Energia, clima, e risorse » dell'Istituto Affari Internazionali*. Onorevole presidente, gentili onorevoli, grazie mille per l'opportunità di intervenire in questa commissione, in particolare su un tema estremamente importante, soprattutto se guardiamo a una serie di dati che compongono il settore energetico nazionale.

Se pensiamo che i consumi lordi a livello nazionale (167 milioni di tonnellate equivalenti) vengono soddisfatti per il 76 per cento da combustibili fossili, che importiamo per la stragrande maggioranza

(non il 100 per cento, ma attorno al 90-95 per cento) dall'estero, questa è una chiarissima indicazione di quanto essere qui, a parlare di questa tematica in una commissione di questo tipo, sia fondamentale.

L'approvvigionamento e la sicurezza energetica è e rimane uno dei pilastri della politica energetica italiana, ma nel contempo deve anche fare i conti con le esigenze di politica estera. Dunque, occorre combinare il processo di transizione energetica, che comunque dobbiamo affrontare a livello nazionale, in un contesto europeo e globale, alle dinamiche internazionali, legate alla politica estera del nostro Paese.

Quello che cercherò di fare in questo mio intervento, in sostanza, è fornirvi una *overview* interna dei principali *trend* e soprattutto proiettarli sulla politica estera ed energetica del nostro Paese.

I messaggi chiave in questo contesto sono, in primo luogo, che la crescita dei consumi è ripresa, non con un'accelerazione verticale, ma comunque si sta verificando e i dati che adesso cercherò di fornirvi lo dimostrano. L'altro è che ovviamente questa ripresa dei consumi energetici è sostanzialmente basata su una crescita dell'*import*, non solo, come vi dicevo in precedenza, per quanto riguarda i combustibili fossili, ma la stessa elettricità, che importiamo per una forbice tra il 10-15 per cento dall'estero.

Nell'ultimo semestre — prendiamo come riferimento temporale il primo semestre 2018 — sulla base dei dati ENEA si evince che la ripresa dei consumi primari di energia c'è stata e si è verificata una crescita attorno al 3 per cento per quanto riguarda i consumi primari, che hanno ripreso a crescere in maniera decisiva. Dopo uno stallo sostanziale nel periodo 2009-2014, caratterizzato dalla crisi economica, nel 2016 sono parzialmente ripresi e nel 2018 hanno sperimentato questa crescita sostanziale.

Va sottolineato comunque che questi dati sono ancora al di sotto dei livelli pre-crisi, però si tratta ovviamente, sulla base anche delle *performance* economiche del Paese, di una tendenza abbastanza significativa e interessante.

Quando andiamo a vedere, ad esempio, la principale fonte di approvvigionamento, ovvero il petrolio, vediamo che nel primo semestre 2018 in termini tendenziali c'è stata una crescita attorno al 4,7 per cento, una crescita abbastanza significativa, soprattutto se paragonata agli anni precedenti, trainata dalla crescita dei consumi nel settore petrolchimico, soprattutto per quanto riguarda il gasolio motori.

È un dato interessante perché si veniva da tre semestri di sostanziale decrescita. Questa crescita abbastanza significativa ovviamente pone la questione — anche se, come vedremo in seguito, controbilanciata da un aumento della produzione interna — degli approvvigionamenti di petrolio.

Ovviamente il tema chiave sul quale concentrerò il mio intervento è più che altro il gas. Quando andiamo a guardare il gas, nel primo semestre 2018 ci troviamo di fronte a una controtendenza rispetto a quanto è successo negli ultimi semestri. In sostanza, abbiamo una parziale riduzione rispetto al primo semestre del 2017 di circa l'1,2 per cento, determinata, da un lato, dalla crescita della produzione idroelettrica e, dall'altro, da una ripresa dell'*import* elettrico dalla Francia.

C'è da dire che il meno 1,2 per cento di consumi è anche risultato del fatto che nel semestre dell'anno precedente c'era stato un significativo aumento del 6 per cento e, quindi, si è sostanzialmente stabilizzata.

Brevemente, anche per quanto riguarda l'elettricità, abbiamo una crescita dello 0,8 per cento, quindi una crescita non massiccia, ma comunque un aumento della domanda, in linea con gli ultimi due anni e mezzo post 2015.

Dunque, i consumi stanno sostanzialmente riprendendo. Vediamo ora cosa succede sul lato delle importazioni. Come anticipato, per quanto riguarda le importazioni di petrolio abbiamo un calo, che è dovuto a una maggiore produzione domestica. Soprattutto il settore petrolifero va analizzato in un contesto di fluidità globale. Quando parliamo di greggio, comunque si tratta di una *commodity* la cui disponibilità è ampia sul mercato e che, anche se vediamo alcune dinamiche tra

grandi produttori, sostanzialmente è svincolata dalle dinamiche geopolitiche, quantomeno per quanto riguarda la disponibilità. Molto si proietta sui prezzi piuttosto che sulle disponibilità fisiche di queste risorse.

Come Italia abbiamo, a livello di importazioni, un *portfolio* estremamente ampio e diversificato, per un'importazione di 307 milioni di barili e ventitré fornitori, con l'Azerbaijan che guida questa classifica, seguito da Iraq, Iran, Arabia Saudita, Libia, Russia e Kazakistan. Questi sono solo i primi sette di ventitré, però l'immagine che vorrei darvi con questa lista è la sostanziale diversificazione, che mi porta a controbilanciarla con quello che, invece, accade nel settore del gas naturale.

Quando guardiamo al gas naturale, le importazioni si sono attestate attorno ai 56,8-57 miliardi di metri cubi nel periodo gennaio-ottobre 2018, pari al 92 per cento della domanda nazionale. Il dato è ovviamente significativo ed è un dato in crescita. Praticamente importiamo in percentuale più gas naturale che petrolio per soddisfare i nostri bisogni: il 91 per cento del petrolio e il 92 per cento del gas nazionale. Si sono ridotte in questi primi dieci mesi le importazioni di un numero abbastanza risibile (0,6 per cento), ovviamente al netto del fatto che nei consumi c'è stata una riduzione parziale.

Quello che caratterizza in sostanza il mercato dell'importazione di gas per il nostro Paese, rispetto a quello petrolifero, è la forte concentrazione. Noi praticamente abbiamo quattro-cinque fornitori, il che tutto sommato, anche grazie al retaggio mattemiano, se ci paragoniamo ad altri Paesi partner in Europa, è abbastanza diversificato. Infatti, ci sono Paesi che ricevono monofornitura da un singolo Paese produttore, mentre noi ne abbiamo quattro-cinque: il lato nord con l'Olanda e in particolare la Norvegia, il lato nord-est con la Russia, il lato sud con la Libia da una parte e l'Algeria dall'altra e poi c'è una fonte flessibile che è il gas naturale liquefatto, localizzato nell'Adriatico e nel Tirreno.

Di questi quattro-cinque fornitori, tre contribuiscono all'82 per cento di tutte le

nostre importazioni: Russia, Algeria e Mare del Nord.

Questo ovviamente è un dato che deve far riflettere. Sebbene siamo più diversificati di altri e sebbene comunque in sostanziale sicurezza, deve esserci un occhio da parte del decisore politico, delle istituzioni e delle aziende stesse su quello che succede dal punto di vista delle dinamiche esterne.

I tre fornitori sono sostanzialmente: la Russia, con tutte le dinamiche di politica estera che caratterizzano le relazioni con Mosca, l'Algeria sul fronte sud e il Mare del Nord, principalmente grazie alla Norvegia, che è considerato il fornitore più stabile e affidabile, quasi fosse un membro dell'Unione europea, però con delle proiezioni di futura capacità di *supply* che non sono del tutto ottimiste.

Venendo al ruolo del gas, avendo in sostanza illustrato questa concentrazione (l'82 per cento delle importazioni è in mano a tre grandi fornitori e il 92 per cento dei consumi è basato su importazioni), in aggiunta a questo, bisogna capire l'importanza del gas nel nostro settore industriale e nel nostro settore elettrico.

In sostanza, l'Italia, a parte i Paesi produttori di gas, come ad esempio l'Olanda, è il Paese più « gasifero » d'Europa, un Paese che, per scelte popolari in un certo senso, ovvero i due referendum che hanno abolito la generazione elettrica su base nucleare, e per decisioni politiche, quali il *phase out* del carbone deciso nella SEN (Strategia energetica nazionale) entro il 2025, si trova a generare gran parte della sua elettricità attraverso il gas naturale, con picchi addirittura del 70 per cento per quanto riguarda le ore di produzione.

Ovviamente la disponibilità, la fluidità e la liquidità del mercato del gas contribuiscono alla formazione dei prezzi e al contempo anche alla competitività del settore industriale ed economico del Paese.

Insieme a questo ruolo del gas, si ha una crescente penetrazione delle rinnovabili. Soprattutto quando andiamo a vedere gli obiettivi del *phase out* del carbone al 2025 (8 gigawatt di capacità installata di elettricità da eliminare sostanzialmente entro il 2025), ci rendiamo conto che la combinazione

unica possibile per il nostro Paese è una combinazione tra gas e rinnovabili. Tale combinazione, grazie al gas, riesce a garantire la stabilità di un sistema che ha bisogno di essere messo in sicurezza per assicurare la normale attività produttiva, ma anche i consumi domestici, e grazie alla combinazione virtuosa con le rinnovabili, permette un processo di decarbonizzazione che l'Italia ha intrapreso in ambito europeo, con precise scadenze al 2030 e successivamente al 2050, per raggiungere sostanzialmente una *zero emission* entro il 2050.

In questo contesto, va anche sottolineato il fatto che il gas, non solo può giocare un ruolo nel settore industriale e soprattutto nella generazione elettrica, ma può giocare un ruolo importante anche per quanto riguarda i trasporti, come risorsa ancillare in un certo senso. Infatti, probabilmente per quanto riguarda il corto e il medio si procederà verso un'elettificazione dei trasporti; se, invece, andiamo a vedere un paio di settori di nicchia, come quello del trasporto a lungo raggio, soprattutto navigazione marittima e potenzialmente aviazione, abbiamo delle necessità diverse rispetto a piccoli veicoli che possono girare in città o a corto raggio, quindi potenzialmente il gas e gli idrocarburi continueranno a giocare un ruolo importante.

Pertanto, anche in questo caso c'è una combinazione che ci porta ad avere attenzione su quello che succede all'estero, soprattutto nei nostri Paesi fornitori, e sulle opportunità italiane per accedere a nuove risorse potenzialmente più economiche o comunque in grado di fornire liquidità al sistema.

Per quanto riguarda la politica estera energetica italiana, ci si muove su due direttrici sostanziali. La prima è quella del consolidamento delle *partnership* tradizionali, in questo caso Russia, Algeria e in un certo senso Libia, perché la Norvegia non ha necessità di grandi attenzioni da questo punto di vista, anche in ottica di una potenziale riduzione delle importazioni dal Mare del Nord, soprattutto dall'Olanda. La seconda è l'apertura di un accesso a nuove risorse, quindi sicuramente TAP (*Trans*

*Adriatic pipeline*), Mediterraneo orientale e ovviamente anche il potenziale del gas naturale liquefatto americano, ma non soltanto.

Quando parliamo di Russia, il tema principale ovviamente è la grande dipendenza italiana dal mercato russo, una dipendenza che non è solo dalla Russia, ma da un particolare Paese di transito, che è l'Ucraina, dal quale passa il gas.

L'Italia sostanzialmente è l'unico grande Paese industriale che vede il transito di gas russo passare dall'Ucraina; il resto dell'Europa occidentale viene rifornito attraverso il *Nord Stream*. Noi siamo gli unici che abbiamo la necessità di mantenere questa rotta viva o comunque di rimpiazzarla in un certo senso con una rotta che potenzialmente possa non essere quella del *Nord Stream 2*. Infatti, la creazione esclusiva, attraverso il *Nord Stream 2*, di un canale di collegamento unico e singolo per tutta l'Europa occidentale tra Russia e Germania per quanto riguarda il sistema Paese Italia ha delle implicazioni di competitività con il nostro principale *competitor* manifatturiero, ovvero la Germania. Del resto, se pensiamo che in Germania dalla Russia, attraverso *North Stream 2*, arriverà gas al prezzo « x », ovviamente mettendoci tariffe e costi di trasporto, è naturale e ovvio che in Italia questo costo sarà pari a « x + y » evidentemente, con conseguente perdita di competitività.

Da questo punto di vista, la politica energetica italiana ha una serie di opzioni. La Russia sta lavorando al progetto *Turkish Stream*, quindi un braccio meridionale per circumnavigare il territorio ucraino, che nel 2006 e nel 2009 ha causato dei problemi. Una potenziale opportunità è usare il gasdotto *Turkish Stream* per sostituire il progetto fallito *South Stream*, che doveva collegare direttamente la Russia alla Bulgaria, e in un certo senso riuscire ad accedere in modo diretto, o quasi diretto, comunque non passando attraverso la Germania, al gas russo in Italia.

Questa, ovviamente, è un'opzione per il Paese, un'opzione che vede come rotta *competitor* una rotta meridionale, che però tenderebbe ad andare verso nord, quindi

attraverso i Balcani; una rotta più complicata teoricamente, in quanto tale rotta comportava l'attraversamento di cinque stati, non tutti membri dell'Unione europea, per arrivare all'*hub* di Baumgarten in Austria; una rotta che vede anche un mercato più limitato rispetto al mercato italiano, che, come ho detto in precedenza, è fortemente basato sul gas.

Rimane, quindi, il futuro di *Turkish Stream* e di *Nord Stream 2*. Rimane sempre la questione dell'Ucraina post 2019, dal momento che il 31 dicembre 2019 scadranno i contratti di transito dalla Russia all'Ucraina e l'Italia è il grande Paese principalmente interessato. In tal senso, c'è una sorta di convergenza-alleanza con i Paesi dell'Europa centro-orientale per evitare che tutto il transito attraverso l'Ucraina venga assorbito dal *North Stream 2*, con le implicazioni per l'Italia illustrate poc'anzi, con il rischio per questi Paesi di subire una sorta di accerchiamento energetico e per alcuni di essi, come la Slovacchia, anche una perdita di rendite tariffarie. Vi è, quindi, una doppia sfida, strategica ed energetica al tempo stesso.

La seconda grande direttrice della nostra politica estera con i partner tradizionali è quella con l'Algeria, che è stato ed è tuttora un partner fondamentale per quanto riguarda il gas e, in parte, anche per il petrolio.

Siamo collegati con l'Algeria attraverso il gasdotto sottomarino *Transmed*, che attualmente non funziona a pieno regime. L'Algeria, infatti, sta sperimentando una crisi industriale dal punto vista energetico, perché non è in grado, per questioni di gestione interna dell'azienda principale nazionale *Sonatrach* e per questioni di gestione della fiscalità da parte delle istituzioni, di attrarre gli investimenti necessari per far sì che la produzione aumenti e riesca a controbilanciare una domanda che in Algeria, a causa di una politica scriteriata dei sussidi, sta portando la domanda domestica a erodere la capacità di esportazione del Paese.

Se a questo aggiungiamo il fatto che, per intercettare una serie di dinamiche di mercato, l'Algeria sta guardando anche al mer-

cato LNG (*liquefied natural gas*) verso l'Asia, e non solo al mercato via *pipeline* verso Italia, ci rendiamo conto che sulla sicurezza di approvvigionamenti in termini quantitativi potremmo avere un rischio sul lato Algeria.

L'ultimo elemento da valutare riguarda la Libia. Vien da sé che la situazione sul campo è critica, quindi da un momento all'altro potrebbe condizionare la capacità di approvvigionarci dalla Libia attraverso *Green Stream*. Una quota del 6 per cento, stando alle stime dei primi dieci mesi del 2018, quota che può crescere attorno ai nove miliardi di metri cubi all'anno su un totale di settantacinque, è una quota importante. Certamente, occorre tenere sotto controllo la situazione ed è interesse dell'Italia che la Libia mantenga un livello di sicurezza tale da non inficiare la stabilità degli approvvigionamenti.

Va detto anche che il gas è un po' più sicuro rispetto al petrolio per quanto riguarda il caso libico o per quanto riguarda il caso di Paesi in guerra, perché il gas può essere trasportato, soprattutto nel caso libico, soltanto in un modo, ovvero attraverso un gasdotto, e l'Italia è l'unico Paese che ha un gasdotto che la collega alla Libia. In tal senso, se vi è la volontà del sistema di monetizzare questa risorsa, l'unico modo per farlo è esportando attraverso l'Italia. Con il petrolio è un po' diverso, in quanto il petrolio può essere caricato su *tank container*, su treni, e messo sul mercato nero molto più facilmente rispetto al gas. Quindi, questa situazione in un certo senso offre una certa stabilità al Paese e ai flussi di materie prime. Ovviamente, se succede qualcosa di irreversibile, i flussi possono essere a rischio.

Questi tre Paesi, dunque, sono fondamentali, ma pongono una serie di criticità, motivo per cui diventa fondamentale per l'Italia e il sistema istituzionale e industriale diversificare. Come vi dicevo in precedenza, abbiamo già avviato un'iniziativa di diversificazione e una seconda è in fase di via di sviluppo, ma deve ancora prendere completamente forma. Poi, vi è la questione LNG, magari anche in ottica ameri-



cana, che potrebbe contribuire ulteriormente alla sicurezza e alla flessibilità.

La prima iniziativa che è in essere riguarda il gasdotto TAP, che sul fronte italiano è limitato, ma che fa parte di un progetto più ampio, il Corridoio Sud, lanciato *illo tempore*, all'inizio degli anni Duemila, dalla Commissione europea per fornire approvvigionamenti all'Europa diversi da quelli che erano già in essere, quindi Russia, Algeria, Norvegia e Libia, e soprattutto attraverso rotte differenti. Il gasdotto TAP ci porterà dieci miliardi di metri cubi di gas dall'Azerbaijan, attraverso Georgia, Turchia, Grecia e Albania, per approdare in Italia, e contribuirà, con questi dieci miliardi di metri cubi, innanzitutto a diversificare e, quindi, a darci maggiori opzioni sulle importazioni, oltre a rendere più fluido un mercato, potenzialmente abbassando i prezzi.

Il gasdotto TAP è potenzialmente espandibile per altri dieci miliardi di metri cubi, opportunità su cui deve concentrarsi la nostra attenzione, come Paese, e la politica estera a livello regionale. Al momento, non vi sono *in loco*, dove il TAP potrebbe andare a pescare, risorse disponibili, però ad esempio nell'Iraq settentrionale esistono riserve sfruttabili, quindi si potrebbe ampliare da dieci a venti miliardi di metri cubi questa condotta di importazione.

Infine, abbiamo l'*East Med*, che è una regione non nuova in quanto tale, perché le esplorazioni in Israele, precisamente nel bacino del Tanin, sono piuttosto datate, ma è diventata regione autonoma di esportazione di gas sostanzialmente a partire dal 2015 con la scoperta da parte dell'ENI del mega-giacimento Zohr, che ha un potenziale di 850 miliardi di metri cubi, l'equivalente dei consumi italiani per 12-13 anni. Questo giacimento servirà in parte a soddisfare la domanda egiziana, che era difficilmente gestibile dal punto di vista domestico, però parte di queste risorse potrà essere utilizzata per le esportazioni e soprattutto potrà essere esportata se verrà messa a fattore comune con le altre aree interessate, quindi sicuramente Israele, che ha già giacimenti attivi, sicuramente Cipro, dove la stessa ENI è attiva per l'esplora-

zione di nuove risorse, e potenzialmente in Libano. Sono, quindi, quattro i Paesi (Egitto, Israele, Cipro, Libano) che possono, a livello regionale, fornire un quantitativo abbastanza interessante da giustificare una serie di investimenti e che sono in grado di raggiungere l'Europa e l'Italia in particolare.

Per capire come massimizzare la capacità di produzione e poi di esportazione di queste risorse, è necessario comprendere quali sono le vie cosiddette di «evacuazione» di queste molecole. Ad oggi, sussiste un doppio binario, in cui l'Italia gioca un ruolo importante. Il primo è un binario più pragmatico e di breve periodo, che utilizza le risorse e le capacità di liquefazione egiziane, quindi i *terminal* LNG egiziani, che non stanno lavorando in quanto l'Egitto è diventato un Paese importatore: utilizzare questo gas non solo egiziano, ma potenzialmente anche cipriota-israeliano e libanese, attraverso un'infrastruttura regionale alquanto limitata anche dal punto di vista finanziario, e poi utilizzare l'LNG come elemento di esportazione.

Questa è un'implicazione che non crea un vincolo diretto tra la regione, l'Italia e l'Europa, dal momento che il mercato dell'LNG potrebbe seguire dinamiche di prezzo e, anziché arrivare tutto in Europa, in parte potrebbe andare in Cina.

Il secondo binario, al momento, viste le risorse disponibili scoperte e, quindi, la capacità di sviluppare risorse nell'area, è rappresentato dall'*East Med Gas Pipeline*, un progetto, anch'esso, di natura e matrice italiana, supportato dalla Commissione europea come PCI (*project of common interest*). Si tratta di una *pipeline* decisamente più lunga e decisamente più complessa. Ad oggi, probabilmente il potenziale delle risorse non permette di ipotizzare nel breve periodo una soluzione di questo tipo, però, qualora un nuovo Zohr dovesse essere scoperto nell'area, sicuramente anche i numeri e il rationale economico, commerciale e industriale potrebbero essere importanti. Quindi, questa opportunità non è da sottovalutare ma, anzi, da tenere sul tavolo, in quanto potenzialmente potrebbe

portare nuove risorse anche europee, quelle provenienti da Cipro, nel sistema italiano.

Mi fermo qui. Spero di essere stato sufficientemente esaustivo. Ovviamente, sono a disposizione per qualsiasi tipo di richiesta.

PRESIDENTE. La ringrazio, dottor Sartori.

Do la parola ai colleghi che intendono intervenire per porre quesiti o formulare osservazioni.

LAURA BOLDRINI. La ringrazio, signora presidente. Ringrazio anche il dottor Sartori per questa dettagliata fotografia che ci ha restituito in merito alla politica energetica del nostro Paese.

Vedo che il dottor Sartori è il responsabile del programma « Energia, clima e risorse », dunque Le chiederei di approfondire un tema che Lei ha solamente sfiorato, vale a dire come questo quadro impatta sulla sostenibilità ecologica e ambientale del nostro Paese.

Le chiederei, inoltre, di conoscere la sua posizione in merito ai lavori che si sono svolti in Polonia in occasione del COP24, che si sono conclusi con un colpo di scena: alla conferenza stampa, insieme al Segretario Generale Guterres, il Presidente Andrzej Duda ha detto che mai e poi mai la Polonia andrà a ridurre l'utilizzo del carbone, che rappresenta un fattore altamente inquinante.

Ebbene, dopo che gli Stati Uniti si sono ritirati dall'accordo di COP21, questo tirarsi fuori sta in qualche modo condizionando la comunità internazionale in merito agli impegni che essa stessa si era prefissa, perché a me sembra che da più parti stia emergendo con forza un certo negazionismo rispetto al cambiamento climatico e, dunque, alla necessità di apportare misure sostenibili e ambientalmente compatibili, come se non ce ne fosse più bisogno in quanto il cambiamento climatico non è più assodato. Poiché l'abbiamo visto pochi giorni fa in Polonia, considerato che Lei si occupa anche di clima, dunque di cambiamento climatico e di come una politica energetica impatta sulla sostenibilità

ambientale, avrei piacere di avere qualche ragguglio in più su questa tematica.

Grazie.

SIMONE BILLI. Dottor Sartori, vorrei chiederle, dato il vostro privilegiato punto di vista, quali sono le energie rinnovabili più promettenti per l'Italia che possono permettere al nostro Paese di essere sempre più indipendente e, al tempo stesso, di abbassare i costi della bolletta dell'energia elettrica.

Grazie.

PRESIDENTE. Se non ci sono altri interventi...

LAURA BOLDRINI. Mi scusi, presidente, vorrei fare un'aggiunta, se posso.

PRESIDENTE. Prego.

LAURA BOLDRINI. Dottor Sartori, pensando a quanto sta avvenendo a Parigi con i gilet gialli e a come la politica francese di riduzione delle emissioni, che passa anche attraverso un aumento del prezzo del carburante « convenzionale », stia scatenando un grande risentimento popolare in quel Paese, Le pongo il seguente quesito: è possibile implementare una politica energetica pulita, senza andare a gravare sulle fasce più bisognose e, dunque, alzando il prezzo del carburante tradizionale, ovvero la benzina in questo caso?

Grazie.

SIMONE BILLI. Presidente, anch'io vorrei porre un'altra domanda.

PRESIDENTE. Prego.

SIMONE BILLI. Dottor Sartori, come *think tank* avete in programma qualche evento? Grazie.

PRESIDENTE. Do la parola al dottor Sartori per la replica.

NICOLÒ SARTORI, responsabile del programma « Energia, clima e risorse » dell'Istituto Affari Internazionali. Assolutamente

condivido l'analisi. Dato il titolo dell'indagine, che riguarda in particolare le rotte transcontinentali, mi sono focalizzato più sulle analisi. Però, non le nascondo che ci sono alcune questioni che, per motivi di tempo, non ho toccato, come la questione della transizione energetica e delle implicazioni che essa determina, ad esempio il fatto di dipendere da nuovi Paesi per quanto riguarda il cobalto o il litio, metallo fondamentale, quest'ultimo, per le batterie, quindi per i veicoli elettrici e gli stoccaggi. Innescano nuove dinamiche di geopolitica che dovremmo tenere in considerazione come Paese. Ma vi è anche una questione di sicurezza legata al cambiamento climatico, soprattutto nel continente africano, che ha un impatto sulla nostra politica estera. Quindi, sicuramente l'annotazione è fondamentale.

Per quanto riguarda il nostro Paese, l'Italia innanzitutto ha intrapreso in modo ambizioso il *phase out* del carbone entro il 2025, che penso, come primo *statement*, vada rafforzato e supportato, chiarendo contestualmente le modalità per far sì che questo sia fattibile, sostenibile e equo anche dal punto di vista sociale e dei lavoratori. Come IAI, ad esempio, stiamo lavorando su un *paper* per quanto riguarda il *phase out* del carbone.

Con riferimento alla possibilità di carbonizzare l'Italia, al netto del fatto che nel 2025 il carbone sarà fuori dai giochi del nostro mix energetico, si dovrà lavorare su un accoppiamento e su un bilanciamento tra gas naturale ed energie rinnovabili, che dovranno necessariamente giocare un ruolo maggiore. Il gas si stabilizzerà nei prossimi anni soprattutto per far fronte all'uscita del carbone e poi dovrà calare per fare spazio a un numero maggiore di rinnovabili.

Questo può succedere, evitando ciò che giustamente l'onorevole Boldrini ha sottolineato relativamente ai gilet gialli, anche nel settore dei trasporti, dove è auspicabile la riduzione dei consumi petroliferi tanto per la CO<sub>2</sub> quanto soprattutto per gli altri agenti inquinanti nocivi per la salute dell'uomo. Anche in questo caso occorre una combinazione tra elettrico, soprattutto sul

breve, e gas (potenzialmente biogas) per quanto riguarda le distanze più lunghe.

Questo, ovviamente, comporta dei costi. Ad esempio, la parità dei veicoli elettrici a livello di costi con i veicoli tradizionali a combustione interna potrebbe essere raggiunta in tempi brevi. Ciò che manca, che comunque dal punto di vista del decisore politico è fondamentale, è far sì che anche l'infrastruttura diventi adeguata. D'altronde, se dobbiamo fare benzina per la nostra automobile, una pompa di benzina la troviamo piuttosto facilmente, invece se abbiamo bisogno di ricaricare elettricamente la nostra automobile, gli edifici pubblici, gli spazi pubblici e le stesse abitazioni attualmente non sono attrezzate.

Il grosso *gap*, al netto della presenza di un piccolo *gap* di prezzo sui veicoli, è infrastrutturale, pertanto in questo caso occorre prendere una decisione chiara. Anche il fatto che la più grande azienda nazionale di *automotive* abbia deciso di investire in modo massiccio su questo segmento è un chiaro segno che vi è la necessità, soprattutto sul breve e medio raggio, di procedere in modo abbastanza spedito.

Per quanto riguarda la conferenza COP24, ritengo che la dichiarazione rilasciata dal Presidente Andrzej Duda sia stata assolutamente disastrosa, un'affermazione che porta indietro Katowice rispetto all'obiettivo di cercare di fare un passo avanti. In Europa il carbone contribuisce a circa il 25 per cento della generazione elettrica e produce circa il 75 per cento delle emissioni: si spiega da sé il motivo per il quale va necessariamente eliminato, come primo obiettivo.

La politica, anche di sussidio, portata avanti dalla Polonia a favore delle zone carbonifere dovrebbe essere approcciata con una politica di inclusione sociale e occupazionale, che può partire anche dall'Unione europea. Una situazione analoga la troviamo in un certo senso anche in Italia, considerato che, pur non avendo più produzione di carbone, abbiamo centrali a carbone. Dunque, la questione occupazionale e, quindi, degli impatti sociali di questa transizione è un elemento cardine.

In tal senso, l'Unione europea può essere l'unico vero veicolo per incoraggiare in tal senso il Governo polacco, ma anche altri Governi, se si considera che la Germania non ha ancora predisposto un piano per il *phase out* del carbone e la Germania è il più grande consumatore di carbone e, di conseguenza, il più grande emettitore di inquinanti da carbone a livello europeo. Quindi, la questione non investe solo la Polonia, ma anche altri Paesi. Probabilmente, essendosi tenuta la conferenza a Katowice, il Presidente Duda ha espresso con maggiore veemenza questo concetto, però è a livello sistemico europeo che dobbiamo cercare di rafforzare il messaggio, come stiamo facendo in Italia, tant'è che potremmo anche porci come elemento di innovazione e di successo, ed è sostanzialmente il progetto che stiamo portando avanti all'interno dello IAI.

Concludo con la questione del negazionismo, che mi auguro sia semplicemente un negazionismo di facciata, dal momento che la scienza parla chiarissimo, come dimostrato nell'ultimo rapporto dell'*Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC). Se poi vogliamo utilizzare il cambiamento climatico come un attacco al multilateralismo, identificando nel clima e nella lotta al cambiamento climatico uno dei baluardi del multilateralismo, allora possiamo dircelo chiaramente, così almeno sappiamo con che cosa abbiamo a che fare. Dire che il cambiamento climatico non esiste, secondo me è semplicemente strumentale a questo tipo di necessità. Vediamo purtroppo che grandi Paesi, per diverse necessità e diverse priorità, lo stanno facendo, gli Stati Uniti per primi, adesso anche il Brasile, che sta ritrattando la disponibilità ad ospitare la conferenza COP25.

Oggi abbiamo un duopolio di *leadership* internazionale, Unione europea e Cina: quest'ultima, per motivi secondo me poco legati al clima in sé, ma molto più pragmatici e utilitaristici, ovvero l'inquinamento locale che ammazza la gente non più solo nelle campagne, ma anche nelle città, sta diventando un attore globale, che ha anche i suoi interessi, perché quando si inizia a produrre la gran parte dei pannelli fotovoltaici

e delle turbine eoliche si ha maggior interesse a spingere verso questa transizione.

L'Europa si è mossa per prima e ha l'obbligo morale, secondo me, di portare avanti questa transizione, sia per le questioni climatiche che per le questioni occupazionali e industriali, che non dobbiamo farci scappare. Anzi, ce le siamo quasi già fatte scappare, ma possiamo riprenderle - penso, ad esempio, alle batterie - e dobbiamo fare di tutto per riprenderle, perché questa è l'energia del futuro, questa è l'economia del futuro, quindi dobbiamo essere posizionati in tal senso.

Venendo alle energie rinnovabili, la fonte energetica che l'Italia deve sfruttare maggiormente, da qui al 2050, si chiama efficienza. Efficientare e ridurre i consumi non necessari è sicuramente l'obiettivo principale. Per quanto riguarda le rinnovabili, ovviamente ci sono aree più soggette a esposizione solare, quindi ben venga il solare, e aree più esposte a venti forti, quindi ben venga l'eolico. Tuttavia, l'Italia deve dotarsi, al netto di una neutralità tecnologica sulle rinnovabili (la Toscana è la patria quasi a livello globale della geotermia) di infrastrutture, di reti intelligenti, di capacità di domanda e di risposta, quindi infrastrutture che efficientino anche il consumo.

In questo senso, però, l'infrastruttura ci riporta anche a un discorso legato alle infrastrutture per il gas. Vogliamo fare gli elettrodotti? Abbiamo bisogno di mega-elettrodotti perché, anziché due-trecento centrali termoelettriche, avremo 500 mila piccoli produttori o produttori-consumatori? Avremo bisogno non solo di reti intelligenti (*smart grid*) ma anche di più reti e più potenti, probabilmente. Quindi, ci sarà anche un'implicazione sociale, ci saranno territori sui quali Terna, come TSO (*transmission system operator*) dovrà investire e dovrà cercare il consenso per far passare gli elettrodotti, che trasporteranno principalmente rinnovabili.

Tuttavia, non dobbiamo nascondere il fatto che nel nostro Paese vi è una questione di accettazione sociale di una serie di infrastrutture, che la politica deve contribuire a far superare, dal momento che si

tratta di infrastrutture che portano maggiore sostenibilità al sistema elettrico, energetico ed economico-industriale.

Con riferimento ai prossimi eventi che abbiamo in agenda, cito la transizione energetica in Africa e, quindi, l'accesso dell'energia in Africa, nel periodo gennaio-febbraio 2019. Faremo qualcosa a Bruxelles e a Roma sui Piani nazionali « Energia e Clima », illustrando anche come viene declinata la politica energetica e climatica italiana nel contesto europeo. Faremo qualcosa sul ruolo degli attori privati energetici, principalmente le compagnie energetiche nell'area mediterranea, intesa come nord, sud, est, e sul contributo sia alla cooperazione politica (penso al Mediterraneo orientale, ma anche al Corridoio Sud) sia in

particolare allo sviluppo economico sostenibile.

Questi sono i tre *focus* principali, le linee guida principali, a cui naturalmente seguiranno quelle che emergeranno di volta in volta.

**PRESIDENTE.** Ringrazio nuovamente il dottor Sartori, a nome della Commissione, per questo inizio di indagine conoscitiva.

Dichiaro conclusa l'audizione.

**La seduta termina alle 14.55.**

*Licenziato per la stampa  
il 18 marzo 2019*

STABILIMENTI TIPOGRAFICI CARLO COLOMBO



\*18STC0047280\*

**COMMISSIONE III  
AFFARI ESTERI E COMUNITARI**

**RESOCONTO STENOGRAFICO**

**INDAGINE CONOSCITIVA**

2.

**SEDUTA DI GIOVEDÌ 14 FEBBRAIO 2019**

PRESIDENZA DELLA PRESIDENTE MARTA GRANDE

**INDICE**

|  | PAG.      |  | PAG.              |
|--|-----------|--|-------------------|
| <b>Sulla pubblicità dei lavori:</b>  |           | Billi Simone (Lega) .....  | 17                |
| Grande Marta, <i>Presidente</i> .....  | 3         | Coin Dimitri (Lega) .....  | 15                |
| <b>INDAGINE CONOSCITIVA SULLA POLITICA<br/>ESTERA ENERGETICA DELL'ITALIA TRA<br/>CRISI REGIONALI E ROTTE TRANSCON-<br/>TINENTALI</b> |           | Lupi Maurizio (Misto-NcI-USEI) .....   | 12                |
| <b>Audizione del direttore per le relazioni in-<br/>ternazionali di ENI, Lapo Pistelli:</b>  |           | Pistelli Lapo, <i>direttore per le relazioni in-<br/>ternazionali di ENI</i> .....   | 3, 12, 15, 16, 18 |
| Grande Marta, <i>Presidente</i> .....  | 3, 11, 18 | Quartapelle Procopio Lia (PD) .....  | 16                |
|  |           | <b>ALLEGATO:</b> Documentazione depositata dal<br>direttore per le relazioni internazionali di<br>ENI, Lapo Pistelli ..... | 19                |

**N. B. Sigle dei gruppi parlamentari: MoVimento 5 Stelle: M5S; Lega - Salvini Premier: Lega; Partito Democratico: PD; Forza Italia - Berlusconi Presidente: FI; Fratelli d'Italia: FdI; Liberi e Uguali: LeU; Misto: Misto; Misto-MAIE-Movimento Associativo Italiani all'Estero-Sogno Italia: Misto-MAIE-SI; Misto-Civica Popolare-AP-PSI-Area Civica: Misto-CP-A-PS-A; Misto-Minoranze Linguistiche: Misto-Min.Ling.; Misto-Noi con l'Italia-USEI: Misto-NcI-USEI; Misto-+Europa-Centro Democratico: Misto-+E-CD.**

PRESIDENZA DELLA PRESIDENTE  
MARTA GRANDE

**La seduta comincia alle 8.45.**

**Sulla pubblicità dei lavori.**

PRESIDENTE. Avverto che la pubblicità dei lavori della seduta odierna sarà assicurata anche attraverso l'attivazione di impianti audiovisivi a circuito chiuso, nonché la trasmissione sul canale della *web-tv* della Camera dei deputati.

**Audizione del direttore per le relazioni internazionali di ENI, Lapo Pistelli.**

PRESIDENTE. L'ordine del giorno reca, nell'ambito dell'indagine conoscitiva sulla politica estera energetica dell'Italia tra crisi regionali e rotte transcontinentali, l'audizione del dottor Lapo Pistelli, direttore per le relazioni internazionali di ENI.

Saluto e ringrazio il dottor Lapo Pistelli per la sua disponibilità a prendere parte ai nostri lavori, accompagnato dal dottor Stefano Meloni, *senior vice president*, responsabile delle relazioni istituzionali Italia; Sabina Manca, *manager office* del direttore delle relazioni internazionali; Alessandro Sabini, dell'ufficio rapporti istituzionali centrali; Marcellina Blasco, direzione comunicazione esterna.

Ricordo che il dottor Pistelli è stato deputato dal 1996 al 2004 e dal 2008 al 2015 in questa Commissione e deputato europeo dal 2004 al 2008. Da maggio 2013 a giugno 2015 è stato viceministro degli affari esteri e della cooperazione internazionale. Attualmente ricopre anche l'incarico di vicepresidente dell'*Observatoire Méditerranéen de l'Énergie* (OME) ed è mem-

bro della *Global Commission on the Geopolitics of Energy Transformation* di IRENA (*International Renewable Energy Agency*).

Questa audizione nasce dalla consapevolezza del ruolo centrale che tale azienda esercita nelle strategie di approvvigionamento energetico del nostro Paese, con evidenti riflessi anche sulla politica estera del medesimo Paese. Attualmente ENI opera, infatti, in settantuno Paesi e si pone come una delle *supermajor* globali del settore *Oil & Gas*.

Da diversi anni, inoltre, ENI è impegnata a contrastare il cambiamento climatico, non solo attraverso un modello di *business* sostenibile e l'istituzione di *best practices* condivise, ma anche instaurando rapporti virtuosi con le organizzazioni internazionali. A settembre 2018, infatti, ENI ha firmato un accordo con il Programma delle Nazioni Unite per lo sviluppo (UNDP) ed è stata riconosciuta come *Global Compact LEAD* dall'iniziativa delle Nazioni Unite per la sostenibilità di impresa.

Sono lieta, ora, di dare la parola al dottor Pistelli affinché svolga il suo intervento.

LAPO PISTELLI, *direttore per le relazioni internazionali di ENI*. La ringrazio, presidente, anche per questa bella presentazione. Ringrazio i membri della Commissione venuti stamattina.

Vorrei svolgere questa comunicazione, con tutto il tempo disponibile per le vostre domande, concentrandomi su tre argomenti. Arriveremo sul tema delle rotte e del ruolo italiano a conclusione di un ragionamento. La domanda di partenza che interroga la politica a livello globale, le compagnie energetiche, ma - fatemi dire - i cittadini in generale è molto semplice, quanto drammatica: come riuscire a dare, da qui al 2050, a nove miliardi di persone

un accesso stabile, sostenibile e pulito alle fonti energetiche senza, nel frattempo, cuocere il pianeta nel cambiamento climatico. Questo è un po' il tema, la grande domanda. Tenuto conto, soprattutto, che al momento attuale — i numeri sono destinati a cambiare, ma non così drammaticamente — poco meno di un miliardo di persone non ha accesso all'energia su questo pianeta. Facciamo questo mentre siamo nel pieno corso di una transizione/rivoluzione energetica, che avviene nelle diverse parti del mondo con impatti diversi, con velocità diverse, con ricette diverse. Ciascuno, in qualche modo, è chiamato a esercitare queste responsabilità all'interno di questa sfida. Questo è il senso per poter, poi, leggere le scelte di politica estera energetica italiana all'interno della più generale strategia europea di sicurezza energetica, tenuto conto che l'Europa è soltanto un pezzo, una componente di questo mondo. Parliamo, quindi, di un mondo a diverse velocità.

Qui ho cercato di raffigurare in modo sintetico alcuni principali *gap*. Questo è un mondo disuguale. Le cartine distorte a sinistra vi mostrano che la ricchezza nella popolazione è distribuita in modo ineguale. Vedete continenti che rispetto alla cartografia tradizionale sono particolarmente « grassi » e alcuni che si assottigliano fino al niente, soprattutto l'Africa e la sua ricchezza, mentre vedete che la ricchezza caratterizza oggi il continente europeo, il nord America e, in modo particolare, sta cominciando a far crescere anche il continente asiatico.

Vedete, invece, sulla destra una cosa importante, il parametro da tenere in conto, cioè qual è l'eredità che il mondo ha contribuito a lasciare ad oggi in termini di emissioni cumulate di CO<sub>2</sub>. Il nostro orologio, che segna il tempo che ci manca alla mezzanotte, cioè ai cambiamenti irreversibili del clima, è segnato da quel *carbon budget*: 2.900 giga tonnellate di CO<sub>2</sub>, che è il tetto massimo che possiamo emettere in atmosfera prima di avere una modificazione irreversibile del pianeta. Ad oggi, noi siamo già al 66 per cento di questo *carbon budget* utilizzato. Quindi, tutte le politiche che dobbiamo mettere in atto nei prossimi

anni devono evitare che quella porzione rossa della torta si esaurisca.

Un mondo al buio. Un miliardo di persone. Al netto del fatto che tutti sappiamo c'è il Sahara, l'Amazzonia e le grandi steppe siberiane, vi rendete conto di quale sia la differenza in termini di accesso all'energia. L'Africa è un continente sostanzialmente al buio, con l'eccezione del nord Africa e di alcune parti della più sviluppata Africa australe. In tutto questo, l'Africa segna un grande paradosso, perché disporrebbe di potenziali risorse tradizionali *Oil & Gas* enormi; ha una perfetta geografia per tutte le risorse rinnovabili (potremmo perfino aggiungere la geotermia); contribuirà per il 67 per cento (a differenza del 22 del resto del mondo) all'aumento di quasi due miliardi della popolazione del pianeta; ma nonostante questo vedete la grande povertà energetica: il 6 per cento soltanto rispetto a quella grande torta di consumo che potete vedere.

Qui abbiamo provato a raffigurarvi una divisione, che non è una divisione da Fondo monetario internazionale o da Banca mondiale, ma raffigura quattro possibili mondi sull'accesso all'energia. Il mondo uno è quello che o non ha accesso o utilizza biomasse e al massimo arriva a un po' di carbone. Il secondo è quello che comincia ad avere accesso al *clean cooking*, quindi utilizza altre fonti che non siano biomasse. Il mondo quattro è il mondo in cui viviamo.

Per dare un elemento di riferimento, nel mondo uno potete mettere Paesi come lo Yemen o il Bangladesh; nel secondo Paesi come l'Algeria; nel terzo potete mettere Paesi come il Messico e la Turchia; nel quarto ci mettete il Giappone, l'Europa e gli Stati Uniti.

Cosa vorrei far notare dall'analisi di questi dati? I consumi di energia, cioè il differenziale pazzesco fra il mondo nostro e il primo mondo. Parliamo di un consumo pro-capite quasi undici volte superiore a quello del mondo uno. Guardate come, invece, in termini di « contributo » all'emissione di CO<sub>2</sub> la differenza non sia la stessa: mentre nel mondo quattro noi abbiamo avviato politiche formidabili di efficienza energetica, di pulizia, il mondo uno è quello



che va a biomasse. Quindi, bruciando biomasse, emette moltissima CO<sub>2</sub>. Il riscontro lo avete nell'ultima parte. Il mondo uno non ha accesso al *clean cooking*, quindi si riscalda e cucina bruciando sterpaglia o quello che trova e non ha accesso all'elettricità; invece il mondo quattro, da questo punto di vista, ha già praticamente risolto il problema.

Questo mondo cresce sostanzialmente nei Paesi non OCSE e resta piatto nei Paesi OCSE: dal 19 per cento nel 2000 fino al 16 per cento nel 2030, mentre il resto del mondo cresce fino ad arrivare all'84 per cento. La crescita si sviluppa lì e si sviluppa tendenzialmente nelle zone urbane. C'è una tendenza a concentrare la popolazione nelle zone urbane, il che sarà molto importante quando parleremo di accesso all'energia. Non è la stessa cosa dare accesso all'energia in un villaggio remoto dell'Africa o in una megalopoli. Gli strumenti che dobbiamo mettere in campo sono evidentemente diversi.

Seconda parte. L'energia del mondo di domani. Cerchiamo di farci un'idea. È sulla base di come cambia la torta dei consumi energetici che si stabiliscono le politiche possibili di riferimento. Questo è cosa consuma e dove consuma l'energia il mondo di domani. Vorrei farvi notare una cosa. Non siamo contenti di questo, ma è un dato di fatto. Nonostante le grandi trasformazioni, vedete che le fonti fossili continueranno ad avere per vent'anni un enorme rilievo. Alla fine, cambiano di poco le percentuali, ma siamo oltre il 70 per cento. In questa componente di fonti fossili, gli idrocarburi continueranno a coprire grossomodo più del 50 per cento dei consumi mondiali. Cala, per fortuna, perché in termini di emissione è il nemico pubblico numero uno, il carbone. Vedete che resta stabile, nonostante sia tecnicamente una rinnovabile, l'energia nucleare e c'è una crescita significativa delle rinnovabili.

Complessivamente, la nuova domanda energetica verrà, dunque, coperta dall'aumento del gas e delle rinnovabili. Dove questa domanda crescerà? Parallelamente alla popolazione, crescerà nei Paesi non OCSE. Tendenzialmente, addirittura, i Pa-

esi OCSE hanno una riduzione della propria domanda energetica (economia di servizi, maggiore efficienza eccetera). La maggiore domanda, evidentemente, avviene laddove avremo i nuovi due miliardi di abitanti di questo pianeta.

Qui abbiamo esemplificato quali sono i cinque *drivers* principali della transizione in questo momento. Li vediamo uno per uno. Il primo è quello della lotta al *climate change*. Abbiamo riepilogato quali sono i principali impegni presi dai Paesi, compresi quelli all'interno della strategia europea. Ci siamo limitati a mettere quella della riduzione delle emissioni da qui al 2030, ma sapete che è stata appena proposta da parte della Commissione europea la strategia al 2050, ancora più aggressiva, che verrà approvata nel vertice del Consiglio europeo di maggio.

Avete i diversi impegni dei tre principali *players* (Stati Uniti, Cina e India) che evidentemente sono grandi emettitori, dunque possono essere anche quelli che fanno la differenza nella eventuale lotta al cambiamento climatico.

Vorrei farvi notare, per dire quanto è drammatica la corsa che l'umanità ha davanti a sé, il grafico in basso a destra. Qui noi vediamo ciò che succederà con politiche inerziali, cioè se semplicemente andremo avanti con le politiche seguite fino ad oggi, ossia la curva grigia in alto. Abbiamo quella più significativa, quella gialla, ossia ciò che l'umanità ha in animo di fare mettendo concretamente in pratica gli impegni che ha assunto nella Conferenza di Parigi. Alcuni sono quasi obbligatori, altri sono soltanto eventuali, qualora quei Paesi siano aiutati finanziariamente a raggiungerli. In realtà, la linea veramente importante sarebbe l'ultima, quella che in realtà ancora non c'è. Se vogliamo essere *compliant* con uno scenario sotto i due gradi, il famoso obiettivo di Parigi, dobbiamo mettere in atto politiche molto più aggressive per raggiungere quell'obiettivo.

Questa è una delle cose principali del *trend* che sta accadendo, cioè il miglioramento dell'efficienza energetica. Tendenzialmente, le economie vanno verso uno scenario in cui stiamo cercando di miglio-

rare il limite di intensità di CO<sub>2</sub> per ogni dollaro di PIL prodotto. Ovviamente, un'efficienza degli usi civili, degli elettrodomestici, dell'industria. Vedete - tema che trovo molto significativo, perché ritornerà in seguito - l'incredibile storia cinese, cioè un'economia ad altissima inefficienza energetica che sta, con una discesa repentina, allineandosi ai *trend* delle economie più sviluppate e anche più efficienti.

Questo è il terzo dato, la crescita delle rinnovabili. È interessante, dal punto di vista di una compagnia energetica, rilevare che negli ultimi quindici anni si sta profilando una realtà, di fatto, molto più veloce delle previsioni. Questi sono i principali scenari che erano stati fatti sulla crescita dell'energia eolica e solare e quella che è stata la crescita effettiva rispetto a quelle previsioni. Evidentemente, ciò che guida questa crescita delle rinnovabili oltre le aspettative è, da un lato, il supporto dell'opinione pubblica e, dall'altro, il calo molto significativo dei costi. Pensate che dal 2010 - quindi negli ultimi sette anni - il costo delle batterie è calato dell'80 per cento; quello delle tecnologie del solare del 73 per cento; quello dell'eolico del 22 per cento. Se otto anni fa le aste per l'energia elettrica prodotta da rinnovabili si aggiudicavano a circa 30 centesimi di dollaro per chilowatt, adesso siamo, talvolta, a 5-6 centesimi.

Quindi, cominciamo - non dappertutto, perché non sta avvenendo nello stesso modo in tutte le parti del mondo - a vedere una stagione in cui le rinnovabili possono contribuire a una parte dei consumi, cioè quelli elettrici, anche uscendo dalla stagione dei sussidi, quindi con una parità di costi effettivi rispetto al mercato delle altre fonti di energia.

Questo lo riprenderemo. È fondamentale per comprendere la sfida energetica. Tante volte tendiamo a confondere i consumi primari di un Paese con l'elettrificazione. L'elettricità non è una fonte di energia, ma uno strumento di energia. Non esiste l'elettricità in natura. È un vettore. Per cui, ciò che dobbiamo vedere sono le fonti energetiche per il consumo, che è quel 100 per cento, e quante di queste vengono trasformate in energia. Lo si può fare con

l'idroelettrico, bruciando gas, bruciando carbone, eccetera. Oggi questa cifra è pari al 38 per cento nel mondo. Il resto è rappresentato da consumi che non passano attraverso una trasformazione elettrica. La cosa interessante, perché è una grande sfida, è vedere questi usi finali dell'elettricità come incidono nel mondo a seconda dei settori. Come vedete, evidentemente c'è una grande aspettativa di aumento di usi elettrici nel residenziale. Sempre di più ci si potrà riscaldare o rinfrescare le abitazioni attraverso l'elettricità (32 per cento oggi, ma 58 nel 2040). Cresce, ma non tantissimo, l'uso dell'elettrificazione nell'industria, perché ci sono attività che hanno bisogno di una densità e di una potenza energetica che l'elettricità da sola non è in grado di garantire.

Vi è, poi, un tema molto sfidante, di cui si parla tantissimo, ma dobbiamo metterci le mani dentro con più attenzione, ossia quello dei trasporti. Tutti noi abbiamo in mente i trasporti leggeri, le auto elettriche, ma il mondo dei trasporti è fatto di *heavy trucks*, cargo, marittimi, aerei. La percentuale complessiva dell'elettrificazione, che oggi è all'1 per cento, crescerà significativamente al 10 per cento. Bisognerà, quindi, fare riferimento ancora a fonti fossili per parecchio tempo.

Passo ai miei due « nota bene », giusto per ricordarci la vastità e la complessità del mondo in cui viviamo. Il petrolio, gli idrocarburi non sono soltanto benzina, kerosene e nafta. Noi viviamo in un mondo in cui le scarpe da ginnastica che portiamo, gli pneumatici delle gomme e tanti altri oggetti sono tutti fili della catena dell'idrocarburo, che diventa una materia prima per fare molti oggetti di vita quotidiana.

Il secondo « nota bene » riguarda il modo in cui sono fatti i trasporti. Vedete come il trasporto su strada ad oggi conti per il 75 per cento dei trasporti mondiali. Tanta roba. La metà è quella che vediamo noi, quella leggera (le moto, le macchine), ma il 50 per cento è fatto di vettori molto più pesanti, quindi molto più difficili da elettrificare. Vedete - io dico anche « ahimè » - quanto per gestire questo settore le fonti tradizionali continueranno a essere impor-

tanti. Manca, forse, un dato, che non potevamo inventarci. Se c'è una pista di lavoro della ricerca su cui si sta molto lavorando nell'industria per il trasporto pesante è, semmai, quella di passare all'idrogeno come fonte di alimentazione, che potrebbe, invece, avere quelle caratteristiche di potenza e di densità capaci di poter sostituire i tradizionali carburanti.

Questa è, ad oggi, la situazione. Quella pallina rossa è quanto contano oggi concretamente le vendite di auto elettriche più ibrido, nella palla gialla, che sono il parco auto circolante. Ancora una volta voglio, però, farvi una segnalazione. È veramente un interlocutore da tenere sotto doppia attenzione. Mi riferisco al ruolo che sta giocando la Cina. Se voi vedete l'aumento pazzesco delle vendite di auto elettriche o ibride in Cina, vedete uno dei temi geopolitici più rilevanti. La Cina oggi è il principale emettitore di CO<sub>2</sub>. Da sola emette più di quanto emettono Stati Uniti e Unione europea messi insieme. È il Paese che ha ancora un consumo di carbone pari al 58 per cento dei suoi consumi primari. È il Paese che ha la più alta intensità di emissioni pro-capite per intensità di dollaro di PIL, ma è anche il Paese che, da solo, nell'ultimo anno ha installato impianti di rinnovabili quanto gli Stati Uniti hanno installato in tutta la loro storia. Quindi, è un Paese che, a seconda della strada che prende, della consistenza delle politiche che avrà, può effettivamente fare la differenza da qui ai prossimi venticinque anni.

Questi sono i *breakthrough* tecnologici. Permettetemi di aprire la prima - non saranno tante - parentesi di *advertising* su ENI. C'è un po' l'idea che l'industria dell'energia sia un'industria tradizionale e, in quanto tradizionale, se volete, poco tecnologica. Non c'è niente di più sbagliato. Tra l'altro, una delle forze di questa azienda italiana è di essere una delle aziende con il maggior numero di brevetti, che evidentemente sono patrimonio italiano, di ricerca, che sono anche oggetto di mercato. Questi brevetti vengono anche venduti all'estero e si muovono in tutte le direzioni, dalla riduzione delle emissioni alle rinnovabili, alla chimica verde. Altissima tecnologia.

In quale direzione va questa tecnologia? Sostanzialmente, nella parte alta, va su ciò che l'industria dell'energia può fare per migliorare se stessa. Voi vedete tre indici tipici. Il primo è come levare le emissioni di CO<sub>2</sub>, ad esempio, bruciando il gas. Il simbolo classico dell'ENI, che tutti gli italiani conoscono, è quello del cane a sei zampe con la testa all'indietro, che emette la fiamma. È un simbolo oggi politicamente scorretto, nel senso che nessuno di noi oggi pensa che si possa bruciare il gas. Tutti i progetti sono di recuperare il gas, perché altrimenti si emette CO<sub>2</sub>.

C'è un impegno pazzesco di tutte le compagnie, fra le quali ENI, di tagliare il *flaring* del gas, la famosa fiamma, fino a zero da qui ai prossimi anni, così come controllare le fuggitive di metano dalle condutture e, invece, nell'altra circostanza, come usare la tecnologia per avere carburanti nuovi, ma da fonti assolutamente sostenibili: i biocarburanti da biomasse (i *biofuel*), biodiesel e la nuova frontiera che è la FORSU (frazione organica del rifiuto solido urbano), cioè ottenere biocarburanti dall'utilizzo dei rifiuti. Ovviamente, sono ancora tecnologie pilota. L'Italia ha già importanti progetti pilota in ENI, a Gela, però questo rappresenta un modo di entrare dentro quell'economia circolare che rappresenta un po' la nuova frontiera dell'impegno di ENI: un'economia sostenibile dove niente è mai rifiuto definitivo, ma tutto può diventare riutilizzabile all'interno di un ciclo virtuoso.

Invece, il tema tecnologico che dobbiamo in qualche modo affrontare evidentemente tutti è quello sotto. Vi sembra tecnico, ma ha in realtà una sua importanza per capire le fonti. Il primo tema è quello della densità di energia, cioè quantità di energia per unità di peso. Vedete quanto la potenza dell'idrocarburo è ancora assolutamente pazzesca rispetto sia alle biomasse sia alle fonti rinnovabili per unità di peso: 0,46 megajoule per chilo una batteria, 56 megajoule il gas. La capacità, quindi, di alimentare i consumi pesanti.

L'altro tema è quello dell'unità di spazio. Dicevo prima quanto le rinnovabili possono essere importanti per accendere il

mondo che non ha accesso all'energia. Guardiamo, però, il consumo di suolo. Una delle caratteristiche importanti delle rinnovabili è che possono essere installate ad ogni livello di scala (anche il pannello solare sul tetto), quindi è molto importante che, ad esempio, si possa accendere un villaggio remoto dell'Africa con una installazione solare *off-grid*; ma se io dovessi, con lo stesso consumo di spazio, dare la possibilità di avere accesso all'energia ad Abuja, avrei bisogno di mezzo Sahara di pannelli solari, perché l'utilizzo di spazio è molto grande. A quel punto servono fonti energetiche che consumano meno spazio e danno accesso all'energia.

Adesso vediamo come noi siamo collocati all'interno di questa sfida. Questa *slide* sinteticamente vi racconta, con tanta semplificazione, un po' qual è il ruolo che le aree del mondo sono candidate a giocare nei prossimi anni. Vedete due grandi aree del mondo, che sono sostanzialmente importatori di energia e quattro aree che dal punto di vista di grandi saldi sono complessivamente esportatori.

In questa *slide* abbiamo mezzo insieme *Oil & Gas*. Volendo le possiamo anche spacchettare. Sono due geografie lievemente diverse. Cosa emerge? Innanzitutto salta all'occhio il ruolo ancora marginale, in termini di quantità, di America latina e Africa. Eppure dell'Africa vi ho detto quanto sarebbe la disponibilità potenziale di risorse. Emerge un nord America che da grande consumatore è diventato un esportatore. È uno dei temi geopolitici che, se volete, poi affrontiamo nel dibattito. Con la rivoluzione dello *shale* ha cambiato il proprio ruolo nella competizione globale. C'è il classico ruolo del Medio Oriente, grande esportatore, grande produttore. Emergono due destini diversi per noi e per l'Asia-Pacifico. L'Europa è un continente che ovviamente consuma di meno sia per ragioni di popolazione che per ragioni di efficienza energetica, ma è destinato in questo momento e continuerà, ahimè, a importare larghissima parte delle fonti per le proprie necessità. Vedete invece con numeri molto diversi il ruolo dell'Asia-Pacifico: grande importatore perché grande gigante energi-

voroso, con un grande bisogno di alimentare la propria macchina.

Quali sono in sintesi i fattori che influenzano nel breve e nel lungo termine l'andamento del petrolio? Fateci caso: su quella bilancia che c'è a sinistra, due su sei sono dati non strettamente politici: la finanza, la speculazione finanziaria agisce in modo *bullish*, aumentando il prezzo, così come la disponibilità di *Tate Oil* fa abbassare il prezzo. Gli altri quattro fattori sono tutti tipicamente politici. Guerre commerciali e rallentamento economico abbassano il prezzo. Crisi geopolitiche o accordi fra i grandi produttori alzano il prezzo. Queste sono le dinamiche più strettamente legate nel breve termine alla geopolitica. Evidentemente nel lungo termine ciò che conta sono i fondamentali: la domanda, l'offerta, le scorte, le scoperte.

Questo è un sintetico riepilogo, come se fosse un centone di storia delle relazioni internazionali. Ho messo un po' dei principali eventi degli ultimi quarant'anni, giusto per far capire quanto gli eventi possono condizionare in un senso o nell'altro l'andamento del prezzo del petrolio, quanto la geopolitica condiziona. Avremmo potuto fare anche la diapositiva contraria, perché la geopolitica condiziona il prezzo del petrolio, ma scelte del prezzo del petrolio possono condizionare la geopolitica. Quando i sauditi nella metà degli anni ottanta decisero di far crollare liberamente il prezzo del petrolio questa è stata una delle vere cause che ha messo in ginocchio l'Unione Sovietica, che avendo una percentuale significativa del proprio bilancio che derivava dalle *revenues* petrolifere non fu in grado di seguire l'America di Reagan nella corsa al riarmo - ricorderete le cosiddette « guerre stellari » - non potendolo tecnicamente affrontare sul piano finanziario. Le due cose sono strettamente legate. Questa *slide* non è per questa audizione, è per l'audizione che magari si farà nel corso della XXII legislatura: quanto la transizione energetica può cambiare anche concettualmente, teoricamente, il rapporto fra geopolitica ed energia.

Le fonti tradizionali - abbiamo identificato due o tre possibili capitoli - sono

concentrate geograficamente, quindi hai il produttore e hai il consumatore. Le rinnovabili sono diffuse. C'è meno possibilità di esercitare l'arma del ricatto energetico essendo il proprietario. Le energie fossili tradizionali sono *stock* consumabili, ma sono *stock*, mentre le rinnovabili sono elettroni, sono flussi. Le nuove minacce hanno più a che fare con il *cyber risk* delle reti piuttosto che con il controllo dei punti fisici di smercio.

Le fonti tradizionali hanno elevate economie di scala, soglie di ingresso importanti, programmabilità. Evidentemente le fonti rinnovabili, invece, vivono nell'essere discontinue, intelligenti. Non c'è più soltanto il produttore e il consumatore, ma c'è il *prosumer*, uno che nello stesso tempo produce e consuma e scambia con nuove tecnologie, c'è il *blockchain*. Sono due mondi che in questo momento convivono. Il secondo è molto, molto più piccolo del primo, ma se si, pensa ai prossimi venticinque anni, si vede che alcune matrici di relazioni internazionali sono destinate in qualche modo a cambiare.

Dov'è oggi l'Europa? Eccoci qua. L'Europa oggi e l'Europa domani vive questa condizione. L'istogramma a sinistra ci dice una cosa simile a quella che abbiamo già visto per il resto del mondo: c'è una componente, che è il nucleare, che tendenzialmente resterà stabile. C'è, per fortuna, e speriamo che anche le politiche messe in atto dal Governo italiano e poi dalla *governance* europea vadano in quella direzione, un *phasing out* del carbone, significativo, che può essere più o meno veloce, ma è molto significativo. C'è un contenimento della domanda petrolifera e c'è tutta la nuova domanda di energia che è coperta dall'aumento del gas e delle rinnovabili.

La produzione di gas in Europa continua a declinare a tassi molto accelerati (noi abbiamo sostanzialmente il più grande giacimento che fu scoperto all'inizio degli anni Settanta a Groningen, in Olanda, che chiuderà definitivamente entro il 2030), e ci spinge dunque ad avere un aumento molto significativo delle importazioni di gas nonostante la nostra domanda tenda leggermente a contrarsi nei prossimi venti anni.

C'è, quindi, una situazione di maggiore dipendenza energetica dell'Europa rispetto al proprio approvvigionamento. Da dove lo prendiamo? Sostanzialmente il 25 per cento della nostra produzione è domestica, è fatta in Europa. Il 75 per cento, invece, viene da fuori. Sostanzialmente il 31 per cento viene dalla Russia, il 24 per cento dal sistema del Mare del Nord, l'Algeria conta per il 7, la Libia per l'1 e LNG (*Liquefied Natural Gas*), il gas naturale liquefatto, per l'11 per cento.

Come è messa l'Europa dal punto di vista infrastrutturale? Non è messa male. Sostanzialmente, se guardate quella cartina, vedete un sistema di *pipe* che arrivano da nord, da est e da sud. Vi faccio notare come queste *pipe* abbiano una capacità di trasporto (465 miliardi di metri cubi) che equivarrebbe sostanzialmente alla domanda, 472. Se tutte queste *pipe* lavorano a piena capacità, già soltanto con le *pipe* potremmo dire che la domanda è coperta.

Più che questo, se andate sotto, vedete quei pallini che sembrano i carrarmati di Risiko, cioè i rigassificatori e i liquefattori. Vedete che in questo nuovo mercato dell'LNG l'Europa dispone anche di un certo numero di impianti di rigassificazione che, da soli, se tutti utilizzati, possono coprire il 45 per cento del fabbisogno. In più, c'è lo stoccaggio. Italia e Germania da sole fanno il 50 per cento dello stoccaggio europeo che può avere una capacità di riserva del 20 per cento.

L'Europa in termini di struttura è ben messa. Ha ancora alcuni nodi infrastrutturali da sciogliere, tipo il collegamento fra Spagna e Francia, ma sostanzialmente è ben attrezzata.

Quel grande numero che vedete, i 146 miliardi di metri cubi di gas russo, ci dice che non tutti dipendiamo nello stesso modo dalla Russia. Questa è una prima importante implicazione geopolitica. Soprattutto i Paesi baltici dell'Europa orientale hanno una dipendenza dall'importazione di gas russo quasi totale, alcuni vedete addirittura al 100 per cento. L'Italia si colloca in quella fascia fra il 25 e il 50. Dipendiamo per il 40 per cento, ma questo vi dà già un'idea della proiezione geopolitica, della rilevanza del fornitore russo sul mercato europeo.

Questo mercato europeo sta cambiando. Immagino che ci saranno domande sul tema dell'LNG, perché, come vedete, la quota di gas liquefatto, non di gas che arriva attraverso le *pipe*, sta fortemente crescendo. Il futuro è il gas liquefatto. Oggi è il 42 per cento, ma diventerà il 60 per cento nei prossimi venti anni.

La liquefazione consente una flessibilità che invece la *pipe* non ha. Voglio mettere in evidenza quanto nella nuova domanda di gas liquefatto sarà rilevante il ruolo della Cina, che arriverà nei prossimi vent'anni a importare, in termini di gas liquefatto, quanto oggi importa l'intera Europa. Anche la Russia si sta rafforzando sul mercato dell'LNG. Nel 2017 la Russia ha pesato sulle importazioni di LNG in Europa per lo 0,3 per cento. Nel 2018 era già superiore al 10 per cento.

Quella grande porzione gialla della torta è il Qatar, che nel 2017 pesa per il 45 per cento, la Nigeria pesa per il 20 per cento, l'Algeria pesa per il 17 per cento e gli Stati Uniti pesano per il 3 per cento.

Già nel 2018 abbiamo visto una diminuzione delle importazioni dal Qatar e un aumento sostenuto delle importazioni di LNG americano e russo. Francamente, quello russo è cresciuto più di quell'americano. A seguito del disastro, perché tale lo possiamo considerare, dell'apertura delle rotte artiche, i russi hanno aperto numerosi impianti, alcuni molto significativi, di LNG - oltre a Sakhalin, Yamal e Arctic - che servono sia per portare gas verso le rotte orientali in Cina, ma stanno diventando rilevanti anche per portare gas liquefatto sul mercato europeo.

Vediamo quanto consuma l'Italia. Siamo abbastanza in linea, come vedete. Il carbone ha ancora un ruolo significativo in Italia, l'11 per cento. La battaglia per la decarbonizzazione in Italia è ancora molto importante. Vedete il ruolo del gas. Questo è il Paese che in Europa fa più utilizzo di tutti gli altri Paesi europei, dalla anni Settanta in poi, di gas metano per produrre elettricità. Vedete questa componente molto importante di rinnovabili, il 32 per cento.

La grande storia delle rinnovabili in Italia - questo è significativo - nasce da

un'antica storia, perché buona parte di questa elettricità viene dall'idroelettrico, quindi dall'imbrigliamento delle acque delle Alpi fatto ormai da quasi un secolo a questa parte. C'è una parte significativa, ma piccolina, di geotermia e una parte che sta incrementando di eolico e solare, che arriva in tutto al 12 per cento.

L'Italia - è un dato da prendere così com'è - produce il 5 per cento del proprio petrolio e l'8 per cento del proprio gas. Complessivamente, quindi, importa il 92 per cento dei propri bisogni. Lo fa con una strategia identica a quella europea. Potremmo dire o che l'Italia è un laboratorio in piccolo dell'Europa o che l'Europa è un laboratorio in grande dell'Italia. Noi abbiamo diversificato rotte, fonti e fornitori. Nel caso del petrolio vedete che il mercato è molto liquido, non soltanto per la sua natura fisica, ma è liquido dal punto di vista economico. Per cui vi è una *palette* di fornitori molto diversificata.

Tenete conto che nel 2018 quella torta si è modificata perché l'Iran, per effetto delle sanzioni, è arrivato sostanzialmente a importazioni zero, mentre invece è molto meno diversificata la situazione del gas, dove quel 31 per cento europeo diventa 40 per cento per quanto riguarda l'Italia. Cresce significativamente il peso dell'Algeria e della Libia, che è 7 e 1 a livello europeo e diventa 25 e 6 a livello italiano, e rappresentano evidentemente il Corridoio Sud che ci caratterizza. Vedete sulla destra come anche noi, con la nostra geografia, abbiamo diversificato le *pipe* di arrivo e i terminali di rigassificazione presenti in Italia.

Questo è il tradizionale Corridoio Sud, il *Greenstream* che collega la Libia con Gela e l'Algeria, attraverso la Tunisia, con Mazara del Vallo.

Voglio ricordare, prevenendo una domanda, che il contratto con Sonatrach sul *Transmed* algerino scade quest'anno e che la rinegoziazione per i prossimi otto anni è in corso ed è anche a buon punto, mentre il *Greenstream* non è soggetto a questa rinegoziazione del contratto, così come stiamo rinegoziando con Gazprom le forniture dalla Russia.

Questa è forse la nuova storia, quella del Mediterraneo orientale, dove, devo dirlo con molta franchezza, ENI è stata il giocatore chiave di questo scacchiere geopolitico; uno scacchiere che non è un *game changer* dal punto di vista mondiale, nel senso che qui stiamo parlando dell'1 per cento delle risorse a livello planetario, ma è un *game changer* sicuramente per questa regione, perché questo ha permesso all'Egitto di stabilizzarsi passando da una condizione di importazione a una condizione di autosufficienza e, già a partire da quest'anno, di potenziale esportazione e sta permettendo a Paesi che si stanno affacciando, anche grazie alla nostra azienda, sul fronte delle nuove scoperte, quindi Cipro e Libano, di creare oggi una provincia che domani potrebbe diventare un *gas hub*.

Se queste scoperte riescono a essere logisticamente e politicamente connesse e a risolvere alcune delle dispute che caratterizzano questi Paesi, questa può diventare un'area del Mediterraneo molto interessante innanzitutto per i Paesi che ne fanno parte, perché permetterebbe loro di vincere una condizione di dipendenza energetica dall'estero, di pulire il loro *mix* energetico; ma anche perché si può creare un *surplus* utile per l'esportazione verso i mercati vicini. La Turchia è più vicina, ma l'Europa evidentemente è nel radar.

Questa è l'ultima diapositiva che vi voglio far vedere prima delle vostre domande. Anche in questa c'è tanta geopolitica. Non c'è in questo momento, qui ed ora, una disponibilità di gas utile per altri mercati, ma da qui a poco tempo potrebbe esserci.

Evidentemente, i consumi e le risorse di oggi ci dicono che il primo punto di gravità di questo *hub* è e sarà l'Egitto e ci dicono anche che l'Egitto ha una storia di energia antica - è stato il primo Paese in cui Mattei è andato nel 1954 - quindi con un'industria molto matura, e tante *major* impegnate. Già dispone di due importanti impianti di liquefazione, a Idku e Damietta, che potrebbero portare dall'Egitto verso altri mercati, incluso quello europeo, fino a diciassette miliardi di metri cubi di gas all'anno. Per dare un'idea, il TAP ne porta

dici, questi due impianti ne possono portare diciassette.

Esistono già delle infrastrutture che potrebbero essere riutilizzate per altri mercati, una è la *Arab Gas Pipeline* che parte dall'Egitto e attualmente si ferma in Siria, ma potrebbe collegarsi via terra alla Turchia con ulteriori ottanta chilometri di *pipe*. Avete la possibilità di fare nuovi treni (così si chiamano) di liquefazioni presso gli impianti esistenti in Egitto e, a seconda delle disponibilità di nuove scoperte che ci saranno nel futuro, in teoria altri opzioni sono sul tavolo, nuovi impianti a Cipro anziché la *Ismet Pipe* di cui tante volte si è parlato.

Questo per dire che l'Italia è in una condizione molto simile a quella del continente a cui apparteniamo in termini sia di consumi energetici che di strategia di diversificazione. A differenza di altri Paesi è riuscita ad accoppiare al tradizionale fornitore russo, che aveva sin dagli anni cinquanta, l'importanza del corridoio meridionale e quindi della proiezione italiana in Paesi come l'Algeria e la Libia. È diventato Paese protagonista dello sviluppo delle risorse del Levante Mediterraneo e sta facendo anche molto in termini transizione energetica, lavorando su nuove fonti di energia e nuove tecnologie *breakthrough* che vi ho fatto vedere prima, per dare anche contributi a una strategia di decarbonizzazione italiana ed europea.

Evidentemente soffriamo come tutti gli altri Paesi i rischi dell'instabilità geopolitica, che possono riguardare rotte e fornitori tradizionali, ma è su quello che, se volete, possiamo concentrare l'attenzione nelle domande, per le quali già adesso mi ritengo a vostra disposizione.

Grazie.

PRESIDENTE. Grazie per le interessantissime informazioni.

Prima di lasciare la parola ai colleghi per porre delle domande, inizio con la prima, che è relativa anche al resto della nostra attività. Abbiamo istituito, oltre a questa indagine conoscitiva, una che ha una valenza regionale, quella sul Mediterraneo: guardando l'ultima *slide* mi domando quali possano essere i risvolti del-



l'attuale instabilità che in diverse parti del Mediterraneo caratterizzano la politica estera di diversi Paesi e anche la nostra rispetto all'autonomia energetica dell'Italia e dell'Europa, e quali potrebbero essere i futuri sviluppi pensando a zone molto complicate quali la Siria, la Libia e il particolare, rilevante ruolo della Turchia rispetto alle relazioni con l'Unione europea.

Da un punto di vista geopolitico che impatto può avere questa instabilità rispetto all'approvvigionamento energetico, alla sicurezza e stabilità energetica europea o italiana?

Lascio la parola ai colleghi che intendono intervenire per porre quesiti o formulare osservazioni e autorizzo la pubblicazione in allegato al resoconto stenografico della seduta odierna (*vedi allegato*) della documentazione depositata dai nostri auditi.

MAURIZIO LUPI. Credo che la domanda della presidente sia uno dei punti chiave dell'incontro di oggi e della relazione tra energia, ruolo dell'ENI e relazioni internazionali.

È evidente che anche rispetto all'ultima *slide* che ci ha illustrato il Mediterraneo può diventare strategico per l'Italia e per l'Europa. La domanda dalla presidente è come le relazioni internazionali possano influenzare: noi sappiamo che la diplomazia e le relazioni internazionali possono creare opportunità di sviluppo o le opportunità di sviluppo, in questo caso le infrastrutture energetiche, possono rafforzare le relazioni tra Paesi.

ENI da sempre, in particolare nel continente africano, ha utilizzato il suo potenziale per fare Sistema Paese e per rafforzare (penso a tutto il tema dei Paesi in via di sviluppo, che io conosco) profondamente il rapporto solido tra l'Italia e questi Paesi. È evidente oggi che è cruciale la questione egiziana, anche perché recentemente c'è stata una grande scoperta da parte di ENI, che tutti conosciamo. La mia domanda è duplice: come ENI può contribuire a consolidare i rapporti e come, d'altro lato, l'irrigidimento di posizioni con l'Egitto possa invece compromettere non solo lo sviluppo di rapporti, ma anche la missione princi-

pale di ENI, che non è quella di fare relazioni internazionali, ma di produrre energia e sviluppo, di garantire attraverso le sue infrastrutture la spina dorsale della struttura industriale del nostro Paese.

Era solo per sottolineare che la domanda della presidente è la questione chiave, oggi sul Mediterraneo, domani potrebbe essere su altri Paesi (pensiamo al sud-est asiatico), quindi mi interessava nel dettaglio capire questo, visto che siete protagonisti in prima fila.

LAPO PISTELLI, *direttore per le relazioni internazionali di ENI*. Sono già due bei gruppi di domande, quindi cerchiamo di fare una rapida carrellata, una sorta di viaggio sul tappeto volante nel Mediterraneo, partendo dalla parte occidentale.

Il primo Paese di rilievo, piccola produzione ma tanta importanza nelle relazioni bilaterali, è la Tunisia, dove la produzione di ENI, pur essendo la più rilevante nel Paese, è comunque una produzione modesta. Ma so quanto, dal 2011 in poi, è stato importante nella relazione bilaterale fra Italia e Tunisia garantire sempre una sponda e un'amicizia, essendo la Tunisia considerata da tutti l'esperimento — per quanto fragile — di maggior successo della transizione delle primavere arabe.

Non abbiamo quindi mancato di far avere alla Tunisia il nostro sostegno anche nella propria strategia economica: la presenza dell'azienda è importante anche dal punto di vista delle aspettative che ci sono non soltanto in termini di occupazione, ma anche dei progetti sociali che stiamo sviluppando per la parte più povera del Paese. Quindi noi rimaniamo, come il Paese, schierati a fianco di questa fragile democrazia della sponda sud.

Libia. Si potrebbe parlare molto, però io vorrei dirvi alcune cose, siete tutti esperti della materia. ENI ha continuato a produrre dal 2011 senza alcuna interruzione, a differenza delle altre compagnie presenti nel territorio. Abbiamo licenze e titoli minerari a est, a ovest, a nord, a sud, *off-shore* e *on-shore*, quindi siamo presenti in tutto il Paese.

È ovvio che, come tutta la comunità internazionale, auspichiamo una stabiliz-



zazione e una pacificazione più veloce e durevole di quella che sta avvenendo, che è una transizione molto lunga, però in Libia il nostro Paese ed ENI nello specifico possono vantare due caratteristiche. La prima è che siamo partner di lunghissima durata, per cui l'Italia ed ENI conoscono molto bene il Paese e sono molto bene conosciuti nel Paese. La seconda, che è un'enorme differenza rispetto a un modello di comportamento di altri, è che ENI non soltanto in Libia (il tema si può ripetere per l'Egitto e per gran parte dell'Africa) ha come priorità quella di lasciare la risorsa nel mercato domestico, per cui la nostra produzione, che è prevalentemente a gas, accende la Libia: che tu sia da una parte o dall'altra, a nord, a sud, a est o ad ovest il frigorifero e il condizionatore è acceso dal gas libico da noi prodotto.

Questo mette ENI e l'Italia al fianco della stabilizzazione e dello sviluppo del Paese. Non prendiamo una risorsa per portarla via, a parte la quota che arriva in Italia, e questo è molto importante. Speriamo che gli sforzi che il Paese e il Governo stanno mettendo in questa direzione, la Conferenza di Palermo, il calendario che ci aspetta nel 2019 portino questo Paese a migliorare la sua stabilità politica, tenuto conto che con il miglioramento della stabilità politica potrebbe migliorare molto anche il profilo produttivo del Paese, che potrebbe fare di più di quello che concretamente oggi fa, evidentemente in condizioni migliori. L'Italia lì c'è e il suo ruolo difficilmente si può porre in discussione.

Spostandosi verso l'Egitto, come la presidente e l'onorevole Lupi hanno già ricordato, quella è una storia molto interessante, perché ENI è stata in questo Paese per prima, nel 1954, e, a differenza di altri Paesi, l'Egitto è un Paese in cui tutte le principali *major* sono presenti, quindi non è soltanto « un'esclusiva » di ENI; però ENI con la scoperta di Zohr e di altre giacimenti, che hanno avuto meno fama ma sono ugualmente importanti, ha cambiato una situazione di grande difficoltà che l'Egitto stava attraversando, perché nel marzo 2015, dopo decenni di autosufficienza, era diventato un Paese importatore.

Attenzione: stiamo parlando del grande fratello del mondo arabo, cioè di un Paese in cui vive il 28 per cento degli arabi nel mondo, il giocatore principale dell'intero mondo arabo non soltanto per la collocazione geografica, ma anche per la rilevanza dimensionale. Pensate che dal tempo in cui Mubarak prese il potere al tempo in cui fu deposto la popolazione dell'Egitto è raddoppiata, passando da poco più di 40 a poco più di 85 milioni di abitanti; dal tempo della caduta di Mubarak ad oggi la popolazione egiziana sfiora i 100 milioni e da qui al 2030 arriverà a 125 milioni, ed è l'unico caso nella regione di *trend* demografico con questa caratteristica.

Si tratta quindi di un Paese che ha una crescente fame di energia, con un modello di sviluppo in cui esistono anche una classe media e un tessuto produttivo industriale, quindi, essere in una condizione di fragilità energetica vuol dire essere in una condizione di fragilità economica, dunque sociale, dunque politica, per cui contribuire alla stabilizzazione del Paese permette poi al Paese di fare la sua parte e giocare il suo ruolo.

Grazie alla scoperta di Zohr e al *Fast track project* di ENI siamo stati in grado di dare il primo gas al Paese dopo ventisette mesi dalla scoperta, stabilendo un autentico primato mondiale (la media dell'industria è più del doppio di questi tempi) e abbiamo portato nuove attenzioni sul Paese, il che ha dato effettivamente una boccata di ossigeno in termini di sviluppo economico, ma questo è stato un impegno in continuità con quanto promesso da tanti Governi italiani al partner egiziano.

Vediamo il ruolo che l'Egitto sta giocando oggi in termini di energia in modo molto positivo. Voglio ricordarvi che a gennaio gli egiziani hanno dato vita alla prima puntata di un forum, un vero e proprio embrione di struttura internazionale, invitando al Cairo i Paesi dell'area, quindi Cipro, Giordania, Israele, Palestina, invitando come unico Paese non dell'area l'Italia. Il Governo ha partecipato a questo forum, che nasce con l'idea di costituire una piattaforma di dialogo politico a supporto dell'energia.

Questo è molto importante, perché la storia europea ci racconta come sulle fonti di energia si possano fare le guerre o integrazione: il carbone, il ferro dell'Alsazia e della Lorena sono state le fondamentali cause economiche dello scontro franco-tedesco, sull'energia si può creare una competizione che può condurre al conflitto, mentre la condivisione di risorse può diventare invece occasione di sviluppo condiviso. E questo è ciò che auspichiamo, considerando che in quell'area ci sono Paesi come il Libano, che dallo sviluppo comune di una risorsa potrebbe trovare una forma ulteriore di integrazione interna, o come Cipro, che potrebbe sviluppare una capacità di esportazione, essendo un Paese dell'Unione europea.

Resta sicuramente sullo sfondo un tema che è stato sollevato dalla presidente in modo molto opportuno: il ruolo della Turchia. Ovviamente la Turchia sta vivendo da qualche anno un cambio di posizionamento dentro la regione, che ha avuto i suoi effetti anche nelle attività energetiche del bacino, basti ricordare quanto è successo l'anno scorso nel caso delle esplorazioni avviate nei blocchi orientali di Cipro, e questo è un oggetto che dovrà essere guardato con molta attenzione anche quest'anno poiché sono in previsione campagne esplorative.

Una è già in corso da parte di ExxonMobil, altre lo saranno alla fine di quest'anno da parte di Total e da parte nostra, quindi un dialogo corretto con la Turchia e ogni tentativo politico per far sentire Ankara non esclusa, ma dentro questo gioco, nel rispetto del diritto reciproco di sviluppare le proprie risorse, è un bel *game* politico-diplomatico che quest'anno si svilupperà sicuramente.

ENI è abituato a operare in contesti difficili, ma sempre nel rispetto delle regole del diritto internazionale, per cui quello che abbiamo fatto fino ad oggi è avvenuto sempre nel pieno rispetto delle regole e dei titoli minerari che ci erano stati assegnati; ma quanto questo *hub* possa diventare inclusivo di tutti gli attori della regione è la sfida numero uno che abbiamo.

La Turchia rivendica (lo ha fatto pochi giorni fa) il proprio ruolo di Paese *hub*, è un Paese di transito dell'energia per le rotte che lo attraversano ed è sicuramente - non dimentichiamolo mai - un Paese fortissimamente energivoro, ha bisogno di garantirsi quasi il 98 per cento delle risorse tramite l'importazione, quindi è nell'interesse anche turco essere connesso a questo ulteriore canale di approvvigionamento che potrebbe arrivare dalle scoperte del Levante.

La Siria è ancora un punto interrogativo. Si è scritto e talvolta perfino favoleggiato di grandi risorse potenziali della Siria. Sicuramente qualche risorsa c'è. Credo che sia alla valutazione della Commissione, di questo Parlamento e in generale degli osservatori come forse il momento peggiore della crisi siriana sia alle spalle e si cominci a parlare di uscita dal Califfato e ricostruzione, per cui l'auspicio non può che essere che la Siria torni a far parte (chissà quanto tempo ci vorrà) di quel bacino di Paesi e che si possa virtuosamente connettere ai propri vicini.

Dal punto di vista delle infrastrutture ricordo che l'*Arab Gas Pipeline* arriva in Siria e si ferma, e arriva in una parte della Siria che non è stata sostanzialmente toccata dal conflitto, quindi è un'infrastruttura che, per quanto non funzionante, non è danneggiata e potrebbe perfino connettere l'ultimo pezzettino che manca per arrivare verso la Turchia.

Infine una questione che è stata toccata dall'onorevole Lupi e sulla quale vorrei tornare brevemente, che è il tema della « stabilizzazione » nel rapporto con i Paesi africani. Tra le prime grandi compagnie internazionali ENI è la più « africana » di tutte, nel senso che noi facciamo in Africa il 45-50 per cento, a seconda dei dati, delle nostre produzioni, riserve e investimenti. Come sapete, negli ultimi due anni l'Italia è stata il terzo Paese investitore diretto in Africa al mondo, dopo Cina ed Emirati Arabi, e dal punto di vista privato ENI è stata la terza compagnia mondiale per investimenti diretti in Africa: degli 11 miliardi di investimenti diretti fatti in Africa dal Paese circa 9 li ha fatti ENI.

Questo dà al nostro Paese un *leverage* nelle relazioni con questo continente molto importante, oltre al fatto che sin dalla stagione del primo Mattei la relazione dell'azienda con i Paesi è sempre stata quella di aiutare a sviluppare le risorse. La formula Mattei di non pagare la *royalty* o la concessione, ma di sviluppare insieme, fare una società insieme al Paese nuovo che si affacciava su questo mercato, è stata la chiave del successo.

Prima della stagione della prima decolonizzazione (anni cinquanta-sessanta), nord Africa, giù verso il Golfo di Guinea, rapporti con Nigeria, Angola, Congo, oggi Gabon, Costa d'Avorio, poi il Mozambico nella stagione più recente: ogni volta ENI si è posta come *partner*, e questo ha aiutato molto ad accompagnare alla diplomazia energetica cui l'onorevole Lupi faceva riferimento anche un'interazione con il Paese, altre aziende al seguito di ENI e un buon rapporto con questi Stati, segnato peraltro dalle numerose visite al più alto livello fatte anche negli ultimi anni. Se pensate alle visite dei Presidenti del Consiglio e del Presidente della Repubblica proprio pochi giorni fa in Angola, sono una chiara testimonianza delle relazioni con questi Paesi.

Devo dire francamente che non è soltanto un fatto italiano, l'interazione di destino fra il nostro Paese e il grande continente che c'è nel nostro meridione è figlia della geografia, in qualche modo questa rotta di interazione è segnata, quindi tanto più siamo capaci di creare condizioni di sviluppo locale, di accesso all'energia, di valorizzazione delle risorse che questi Paesi hanno, di sviluppo industriale, di diversificazione, e tanto più evitiamo il formarsi delle emergenze.

Serve una visione di lungo termine, ma anche un ingaggio costante, non soggetto agli alti e bassi del ciclo politico (chi ha visto le prime diapositive ha visto le asimmetrie dei flussi, le asimmetrie di possibilità), che permetta a questo grande continente di recuperare il posto che merita sulla scena globale.

DIMITRI COIN. Vorrei rivolgere una domanda sull'Egitto. Mi ero segnato alcune cose. Avete ampiamente toccato il tema.

Ritornando alla questione prettamente domestica, ho visto su una *slide* che in Italia - come considerazione, è il Paese che fa il maggior uso di gas, se non ho capito male, a livello europeo - il consumo di gas è previsto in calo, da qui al 2040, dal 26 per cento circa al 23 per cento. Per una società come ENI, che si occupa anche di vendita del gas stesso, la marginalità sul prodotto rispetto al consumo, quindi al quantitativo venduto, com'è nel *trend* previsionale che sicuramente voi avete?

LAPO PISTELLI, direttore per le relazioni internazionali di ENI. Rispondiamo da un paio di punti di vista diversi. ENI oggi è un'azienda che ha investito, o investirà nei prossimi quattro anni, 22 miliardi in Italia. Paga le tasse in Italia. In Italia ha ventimila dipendenti, ma svolge l'86 per cento delle sue attività all'estero. Quindi, siamo una multinazionale con i piedi, il cuore e la testa in Italia, ma un portafoglio globale.

Il calo dei consumi di gas, evidentemente, dipende da quella strategia di decarbonizzazione e di efficienza energetica che l'intero continente sta seguendo. Quindi, non è in grado di modificare in modo sostanziale i volumi e i margini di portafoglio che noi abbiamo in questo Paese. Quello che vorrei sottolineare al massimo è che il mercato del gas, complessivamente, quindi fuori dalla stretta pertinenza italiana, è destinato a crescere. Ho fatto prima notare che, in generale, il mercato del LNG è destinato a passare fino al 60 per cento delle forniture. Questa cosa è molto interessante, perché negli ultimi anni sta sviluppando un portafoglio di LNG a livello globale che soltanto pochi anni fa non aveva. Sostanzialmente, anni fa ENI era un compratore e rivenditore di gas che arrivava dalla Russia.

Devo anche dire che nella logica dell'industria il gas aveva una sua - non so se definirla così - rischiosità, peculiarità, nel senso che o lo consumavi vicino al luogo di scoperta o lo trasportavi attraverso le *pipe* a grande distanza. Parlavo prima di un'industria con alta tecnologia: una delle rivoluzioni che è avvenuta vent'anni fa è stata quella della liquefazione. La liquefazione,

con un processo abbastanza costoso inizialmente, consente di portare il gas a centosessanta gradi sotto zero, ridurlo di volume di seicento volte, ma renderlo trasportabile. È una scoperta che vent'anni fa avrebbe fatto dire all'esploratore: «Lo lascio lì perché non so come consumarlo. Siamo *deep offshore*, lontani dalla costa. Che ne faccio? Lo lascio lì. Non c'è petrolio, c'è gas». Oppure: «Ho del gas associato al petrolio: che faccio, lo brucio?». La fiamma. Oggi non si fa più. Con la liquefazione io lo impacchetto, lo riduco di volume e lo vendo. Oggi questo mercato di cargo di LNG, che si sposta a seconda delle opportunità, è un mercato che sta esplodendo.

Al di là delle forniture per l'Italia, non soltanto ENI ha fatto le scoperte che abbiamo già detto nel Mediterraneo, ma voglio segnalare le scoperte fatte in Ghana, dove noi portiamo il gas al mercato domestico; in Mozambico, la più grande scoperta di gas degli ultimi trent'anni, grazie alla quale il Mozambico ha la possibilità in futuro di diventare veramente un *hub* per l'Africa orientale. Voglio ricordare inoltre le scoperte di ENI Gas in Indonesia, molto vicine a mercati oggi a premio. La domanda di gas e di gas liquido nei mercati del subcontinente indiano, della Cina, è una domanda in enorme crescita. La Cina ormai da anni, per abbassare la quota del carbone, ha una domanda di gas naturale liquefatto superiore al 10 per cento ogni anno.

L'Italia è per noi la terra in cui siamo nati e cresciuti, è la sede di radicamento della compagnia, ma non siamo preoccupati dal tema del mercato gas italiano e dalla sua riduzione, che segue in qualche modo una logica europea. Siamo molto più interessati, invece, che questo mercato del gas rappresenti una leva di profittabilità per la compagnia, visto quanto si sta espandendo questo settore di idrocarburi nel resto del pianeta.

LIA QUARTAPELLE PROCOPIO. Una domanda molto rapida sugli Accordi di Parigi. Qual è la previsione che ENI fa sull'implementazione di tali Accordi? Ho visto prima le *slide*. È più probabile lo

scenario base? Ho visto nella *slide* precedente che prevedete che gli Stati Uniti ridurranno il consumo, quindi le emissioni. Lo prevedete indipendentemente dalla decisione di Trump?

LAPO PISTELLI, direttore per le relazioni internazionali di ENI. È una domanda molto difficile. Evidentemente, gli scenari sono fatti dall'AIEA (Agenzia internazionale per l'energia atomica) sulla base delle politiche pubbliche attualmente conosciute. È molto importante ricordare che ci sono impegni che i Paesi hanno preso a prescindere dal fatto di essere aiutati a implementare quegli impegni e altri che, invece, dipendono dalla capacità dell'accordo di funzionare, cioè di assistere quei Paesi nell'implementazione.

Nonostante questo, il dato allarmante delle tre curve è che se anche si avesse lo scenario non inerziale, ma cosiddetto «base», questo non sarebbe sufficiente. È importante, quindi, prendere in seria considerazione l'allarme sollevato dall'IPCC (*Intergovernmental Panel on Climate Change*) quando ha detto che si era fuori rotta comunque per garantire la soglia dell'1,5-2 per cento.

Rispondere alla questione americana è complesso per una serie di ragioni. Sono tornato ieri sera da Oslo, dove abbiamo ascoltato una lunga disamina fatta da una delle principali esperte dell'*Harvard Law School* rispetto all'impatto delle politiche pubbliche degli Stati Uniti sul tema delle emissioni. Per quale ragione? La prima ragione è che il mercato americano, grazie alla rivoluzione dello *shale*, sta cambiando giorno per giorno. Per cui, nell'arco di pochi anni gli americani sono diventati – come sapete – da importatori a esportatori e primi produttori.

Quello che sta capitando, ad esempio, nelle ultime settimane è un caso che non va elevato a paradigma permanente, ma vi dice quanto è mobile la situazione. Mi riferisco alla grande quantità di *tight oil* prodotto nel *Permian Basin* e nei nuovi bacini non convenzionali, che sta portando ad avere una enorme disponibilità di gas non prevista da parte degli americani, che lo stanno bruciando. Alcuni piccoli produt-

tori lo bruciano: non sanno cosa farne, perché sono interessati a tirare fuori la parte dell'olio e fanno *flaring*. Ciò che conta è il valore aggiunto del barile e non il gas. Il gas, addirittura, in alcune parti di questo bacino oggi è prodotto a prezzi negativi. Avevano un problema di come utilizzarlo. Non lo possono liquefare nel *Permian Basin*, non lo possono trasportare. Nel frattempo lo bruciano e tirano fuori petrolio.

Un'altra storia tutta diversa è quella successa negli ultimi dieci anni in Texas. Il Texas, nell'immaginario collettivo, è lo Stato dei petrolieri. Il Texas, sotto i mandati del governatore Rick Perry, segretario dell'energia, non per ragioni climatiche o di Parigi, ma per scelte pubbliche fatte all'epoca di Perry governatore, è passato da 0 a 15 gigawatt di installazione di solare perché conveniva.

È difficile parlare degli Stati Uniti perché il comportamento delle compagnie non dipende dalle politiche del Governo. Tanti operatori, sia piccoli che grandi, si comportano secondo logiche di portafoglio. Anche il sistema delle attribuzioni di potere tra il livello federale e il livello statale è un continuo elastico nelle scelte. Avete visto le scelte di Trump sull'accordo. Avete visto la scelta fatta da venti Governatori di fare la *US Climate Alliance* e avere, quindi, obiettivi più sfidanti, fatti a livello statale. O pensate alla strategia della California, di essere decarbonizzata al 100 per cento dal 2050. La California da sola sarebbe, penso, l'ottava economia del pianeta.

Bisogna fare una sorta di bilanciamento di quali sono i messaggi di Washington, di quali sono le scelte che le città e gli Stati fanno e di quali sono i comportamenti delle compagnie, dei piccoli produttori indipendenti. Nel mercato della domanda e dell'offerta petrolifera vedete l'affannarsi dell'OPEC e dell'OPEC Plus a ridurre le quote di *supply* sulla domanda e ogni singolo barile che l'OPEC non mette viene preso dai singoli produttori americani, che non si incontrano a Vienna o da altre parti, ma agiscono secondo logiche di mercato.

Quindi, è difficile rispondere in che direzione andiamo. Quello che segnalerei, che evidentemente tiene conto delle dimen-

sioni reali che ciascuno di noi ha nel grande gioco globale, è che io penso sia fondamentale che l'Europa mantenga questa *grip* di avanguardia nelle strategie di decarbonizzazione.

Ve lo dico con molta sincerità: credo che le industrie, le principali *major* petrolifere stiano facendo cose enormi in tema di decarbonizzazione, investendo, al di là di ciò che ci viene chiesto, miliardi per decarbonizzare il nostro *upstream*, per ridurre le fuggitive, per abbattere a zero il *flaring*, per fare ricerca *breakthrough* sulle rinnovabili.

La domanda iniziale con la quale sono partito è la seguente: come diamo a nove miliardi di persone nel 2050 un accesso sostenibile senza cuocere il pianeta? Questo riguarda tutti noi, qualsiasi mestiere facciamo. Ci sentiamo la responsabilità addosso. Inoltre, farei tanta attenzione al comportamento dei grandi giocatori. Gli Stati Uniti lei li ha menzionati. Sulla Cina ho già detto qualcosa prima. Si può essere i più grandi consumatori di carbone, ma diventare improvvisamente in un anno i più grandi installatori di potenza elettrica rinnovabile. L'India, di cui tendiamo a dimenticarci, in realtà tra venticinque anni sarà demograficamente più popolosa della Cina e sta facendo, proprio in questi anni, alcune scelte formidabili e fondamentali rispetto alla possibile decarbonizzazione, in senso tecnico, con un passaggio a maggior contributo di gas naturale. Facendo questo, sta portando un Paese che aveva soglie ancora molto elevate di popolazione senza accesso all'energia, presumibilmente da qui al 2030, al 100 per cento di accesso all'energia della popolazione indiana, che si avvierà a sfiorare 1,4 miliardi di abitanti. Questi tre giocatori vanno tenuti in grande considerazione per capire come si comporrà alla fine il quadro globale.

SIMONE BILLI. Vorrei avere brevi commenti su come vedete la vostra collaborazione futura con *Baker Hughes*, che immagino conosca benissimo anche Lei, un'importante società della regione Toscana, leader nel LNG, quindi come si potrà portare avanti anche questa collaborazione nell'interesse del Paese.

LAPO PISTELLI, *direttore per le relazioni internazionali di ENI*. È difficile rispondere sulla collaborazione con una singola società che per noi è un contrattista. La nostra è un'azienda che fa circa 20 miliardi di procurato ogni anno, se non ricordo male, fa oltre 70 mila contratti l'anno. Più del 99 per cento di questi viene aggiudicato *on-line*, con centinaia di fornitori che si qualificano sul sito.

Sinceramente, è una collaborazione importante. È una delle tantissime collaborazioni di Italia all'estero che ENI ha con queste società, che hanno sofferto più di altre negli ultimi anni il tema del basso valore della risorsa. Evidentemente, sono stati i primi a essere colpiti nella *supply chain* dell'industria dell'energia. Vantiamo,

come azienda, la collaborazione con tutti i principali marchi, tutti i principali *brand* di tecnologie medie, alte, elevatissime, eccetera, in tutti i settori della ricerca e dello sviluppo. Quindi, considererei questo tipo di rapporto all'interno di questo generale *basket* di collaborazioni.

PRESIDENTE. Se non ci sono altri interventi, dichiaro chiusa l'audizione.

Ringrazio il dottor Pistelli per questa opportunità.

**La seduta termina alle 10.**

---

*Licenziato per la stampa  
il 19 marzo 2019*

---

STABILIMENTI TIPOGRAFICI CARLO COLOMBO

ALLEGATO



Camera dei Deputati - Commissione Affari Esteri e Comunitari

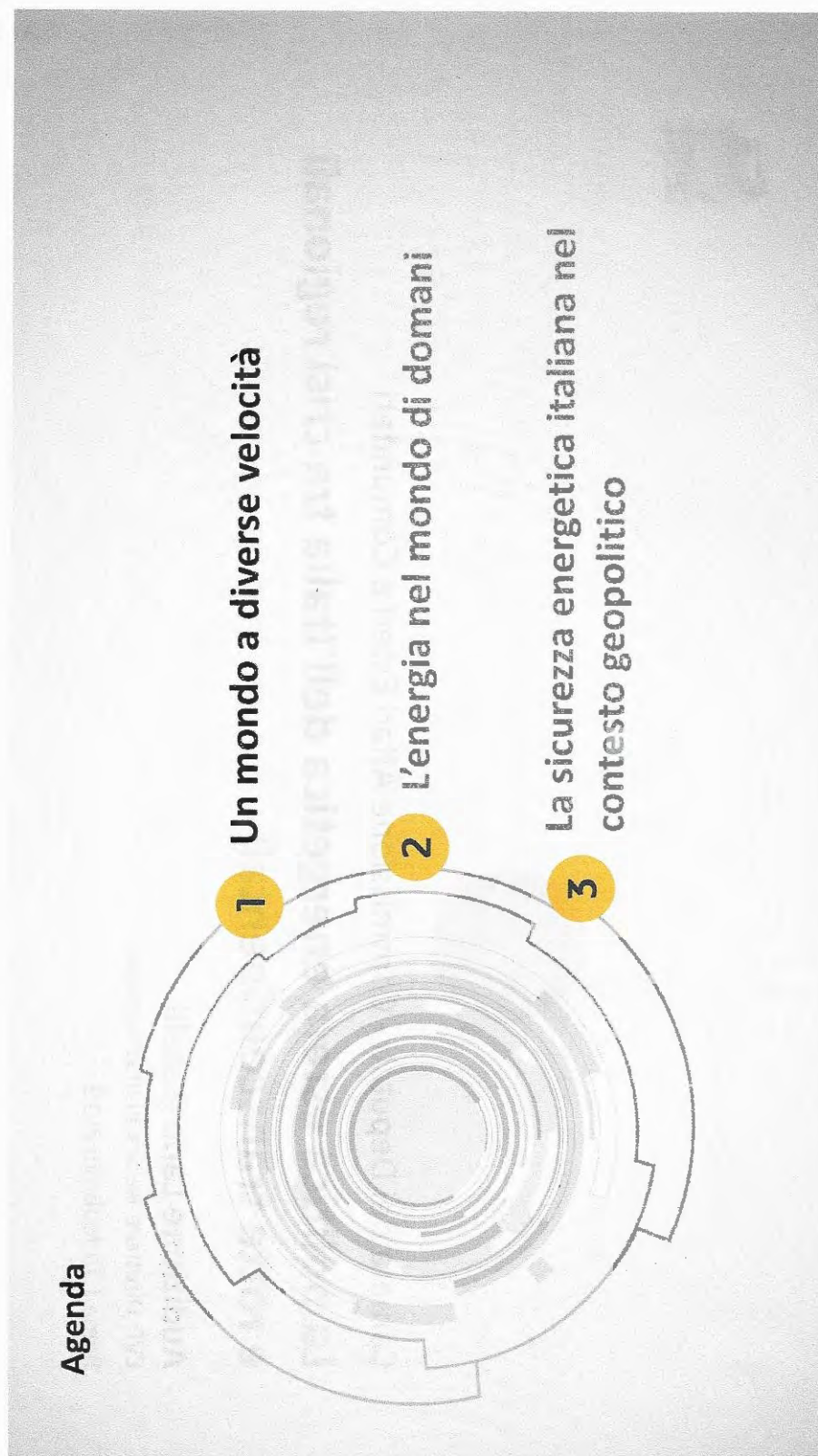
## **La politica estera energetica dell'Italia tra crisi regionali e rotte transcontinentali**

**Audizione Lapo Pistelli**

EVP, Direttore Relazioni Internazionali

Roma | 14 febbraio 2019







### I gap del contesto globale

#### LA DISTRIBUZIONE DELLA RICCHEZZA



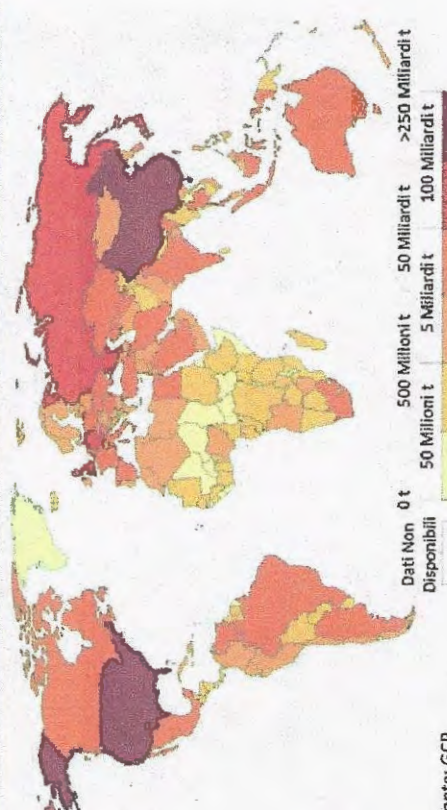
Fonte: FMI

#### LA DISTRIBUZIONE DELLA POPOLAZIONE

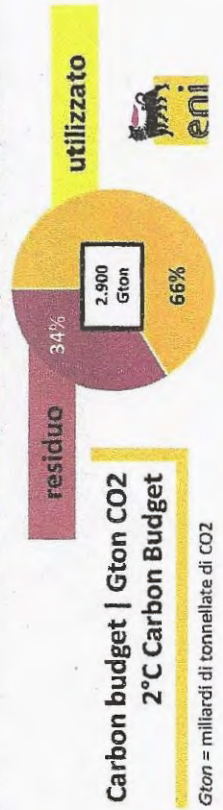


Fonte: Nazioni Unite

#### LA DISTRIBUZIONE DELLE EMISSIONI CUMULATE DI CO2 dal 1751 al 2016



Fonte: GCP



Gton = miliardi di tonnellate di CO2



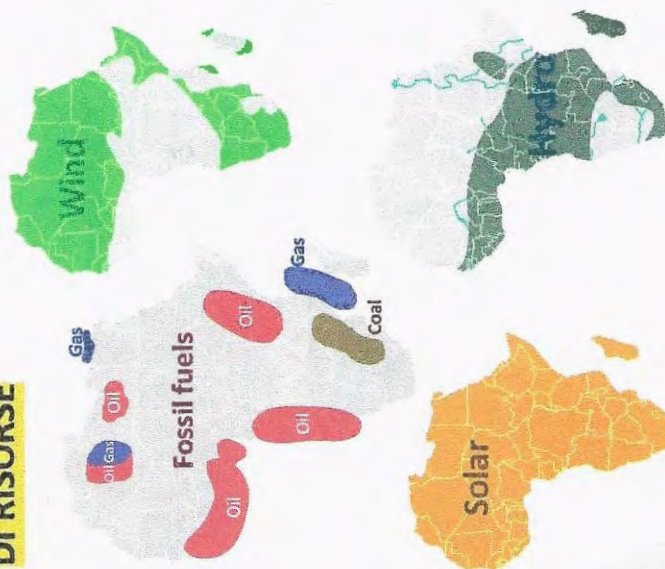
**Il gap dell'accesso all'energia: 1 miliardo di persone al buio**





### Il paradosso africano

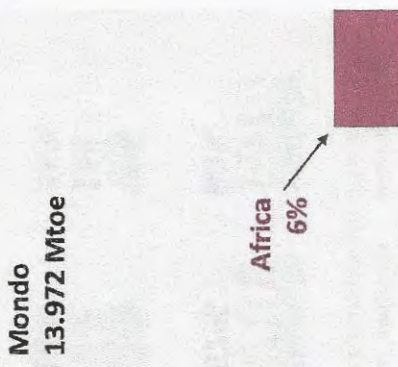
#### UN AMPIO POTENZIALE DI RISORSE



5

#### POVERTA' ENERGETICA

Consumi di energia primaria



Fonte: IEA eni

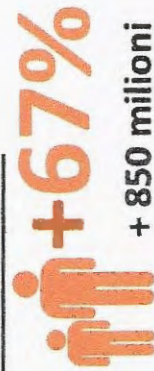
#### CRESCITA POPOLAZIONE

Mondo 2017 vs 2040



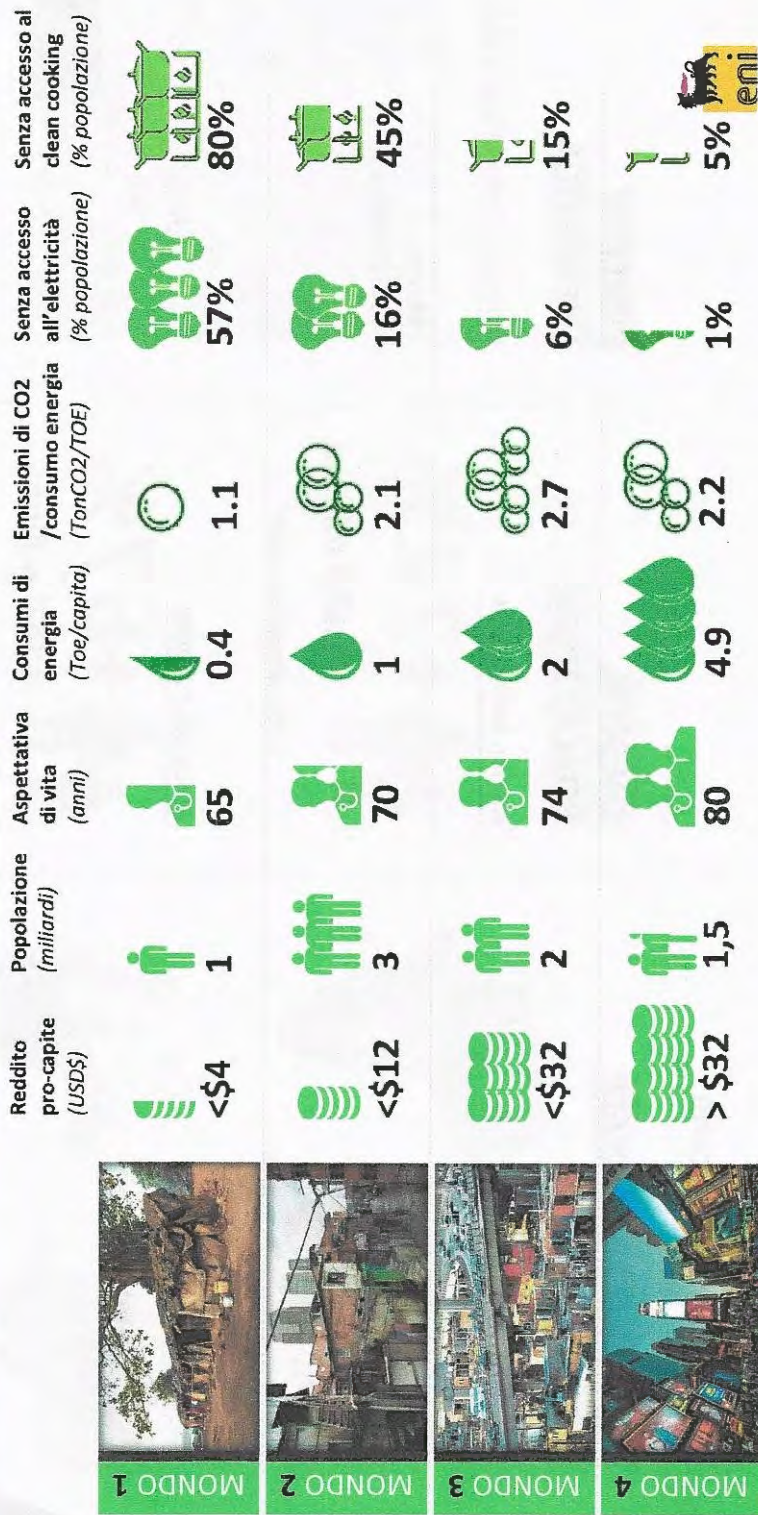
7.516 milioni nel 2017

Africa 2017 vs 2040



1.256 milioni nel 2017

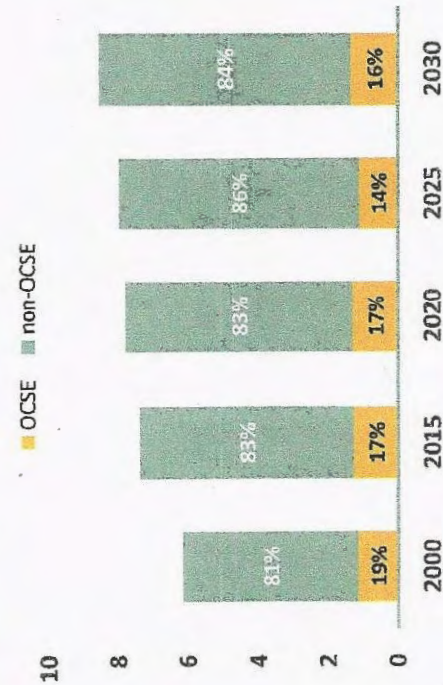
### 4 mondi diversi





### Il mondo di domani: dove cresce e dove abita

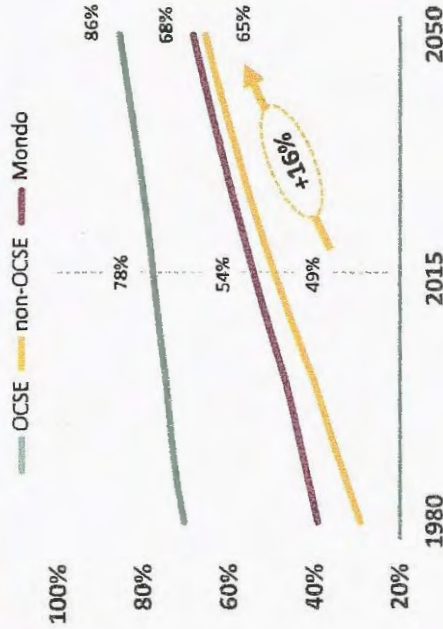
Popolazione | Mld persone



Crescita della popolazione trainata principalmente dai paesi non-OCSE

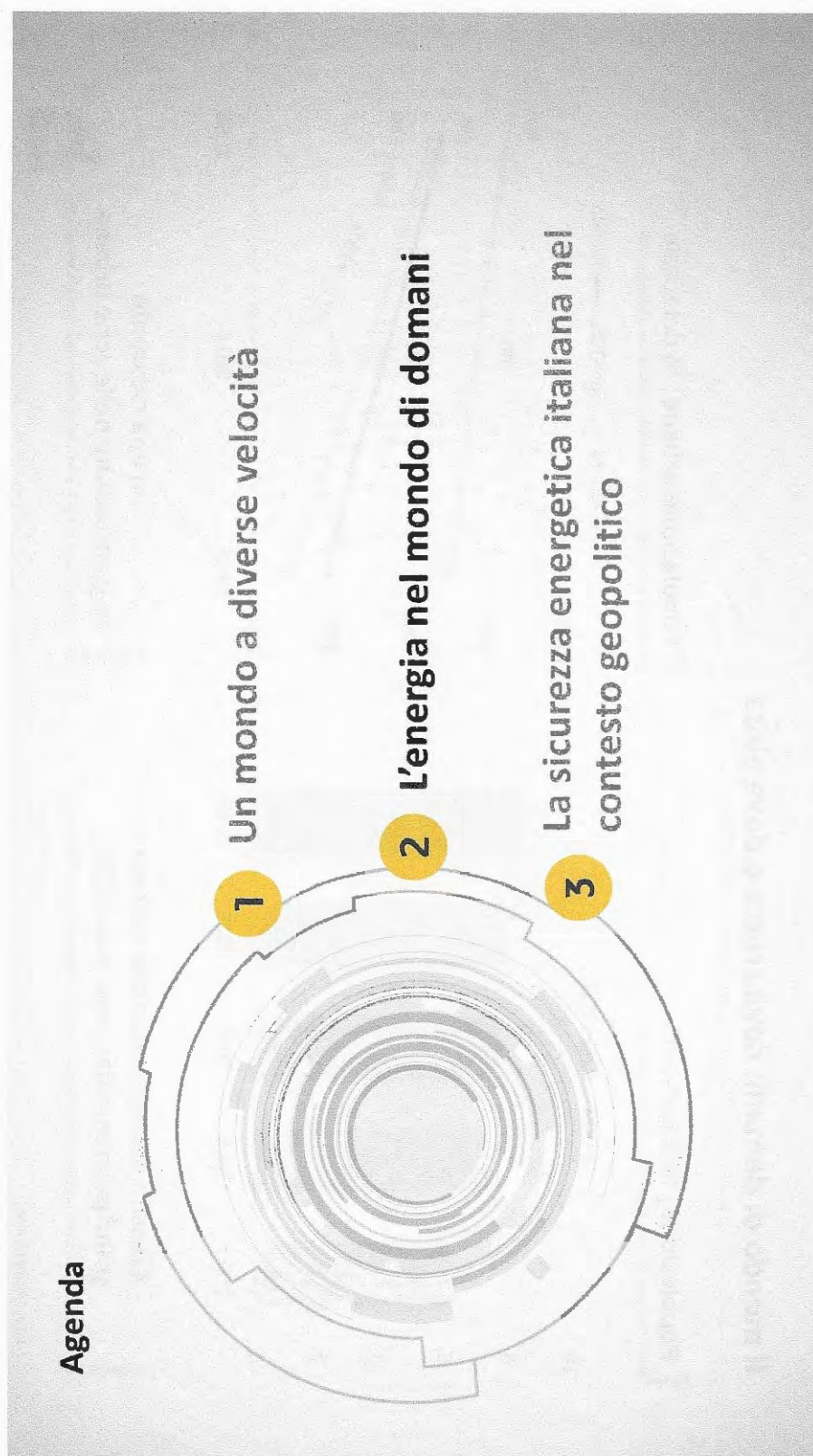
Fonte: Nazioni Unite

Popolazione urbana | % del totale



... con una crescente concentrazione nelle zone urbane

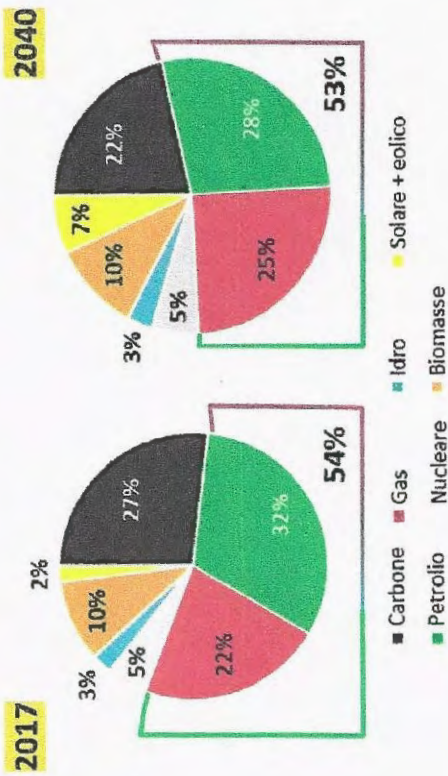






### Il mondo di domani: cosa consuma e dove

#### Mix energetico globale



Cresce il peso di gas e rinnovabili, cala l'incidenza di carbone e petrolio  
Gli idrocarburi coprono oltre la metà dei fabbisogni anche nel 2040

9

Fonte: IEA

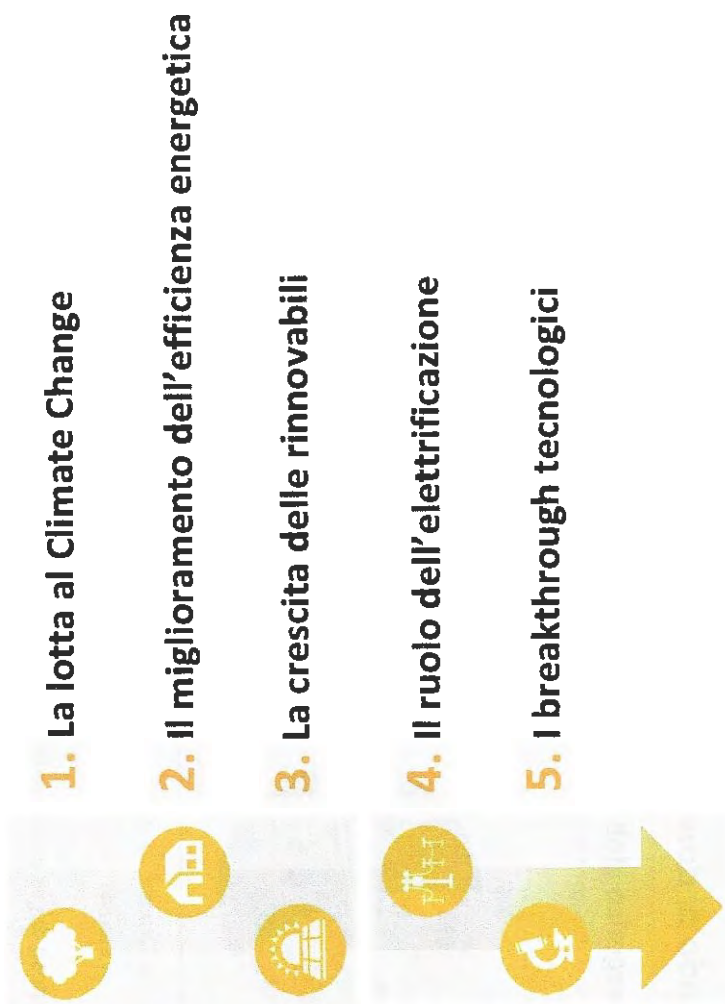
#### Domanda energetica | Mtoe



La crescita consumi è trainata da Paesi non-OCSE  
(+ 26% dal 2017 al 2040)



## La transizione energetica nell'agenda politica internazionale





## 1. La lotta al Climate Change



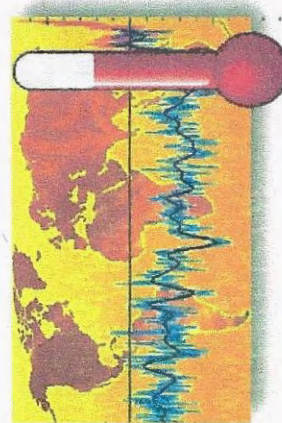
United Nations Framework  
Convention on Climate Change

### Principali impegni presi dai Paesi

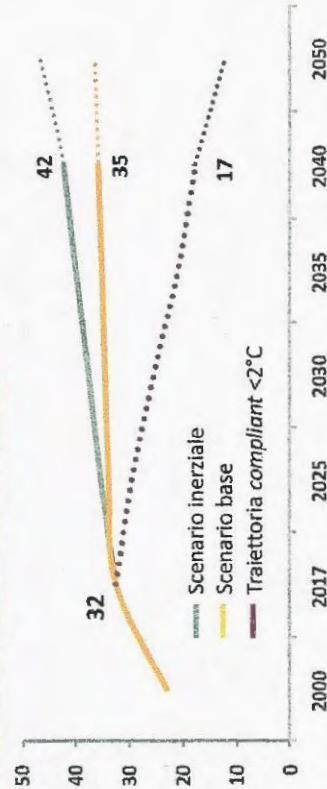
- UE:** Riduzione delle emissioni del -40% entro il 2030 vs 1990
- USA:** Riduzione delle emissioni del 26-28% entro il 2025 vs 2005 (-16% vs 1990)
- Cina:** Picco delle emissioni entro il 2030 (+433% vs. 1990)
- India:** riduzione dell'intensità di CO2 su PIL del 33-35% entro il 2030 rispetto al 2005



PARIS2015  
DE CLIMATE CHANGE CONFERENCE  
COP21 · CMP11



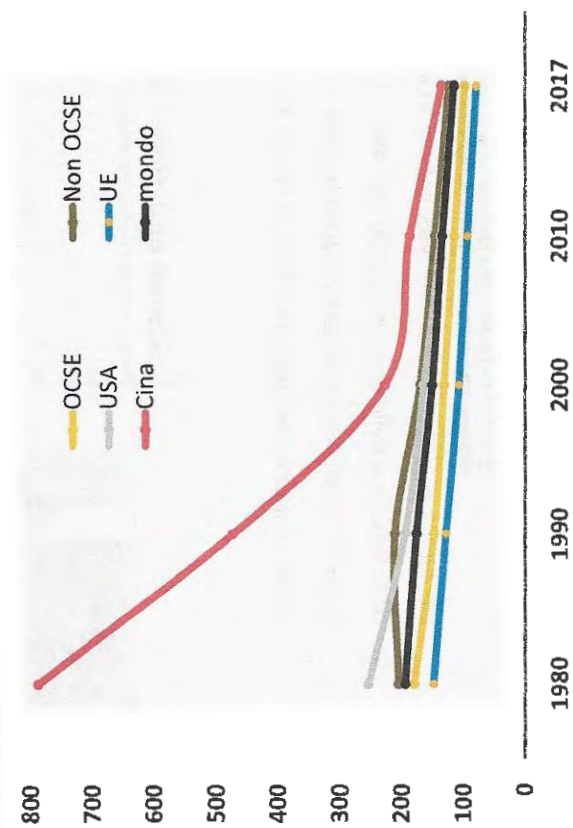
Scenari emissioni CO2 | Gton





## 2. Il miglioramento dell'efficienza energetica

Intensità energetica | Ktep/US\$1000 PIL (2015)



12

Fonte: IEA



Ktep = migliaia di tonnellate equivalenti di petrolio

### 3. La crescita delle rinnovabili: oltre le aspettative

Tasso di crescita globale della generazione elettrica da eolico e fotovoltaico

+43%



+23%



+20%



+13%



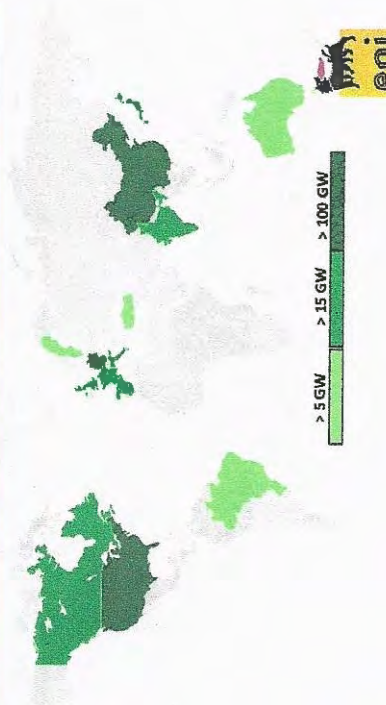
previsioni del 2000 per il periodo 2000-2017

crescita effettiva 2000-2017

Fonte: IEA



Primi 15 paesi nel mondo per capacità installata di eolico e solare nel 2017





### 4. Il ruolo dell'elettrificazione

Insieme delle fonti energetiche disponibili per il consumo

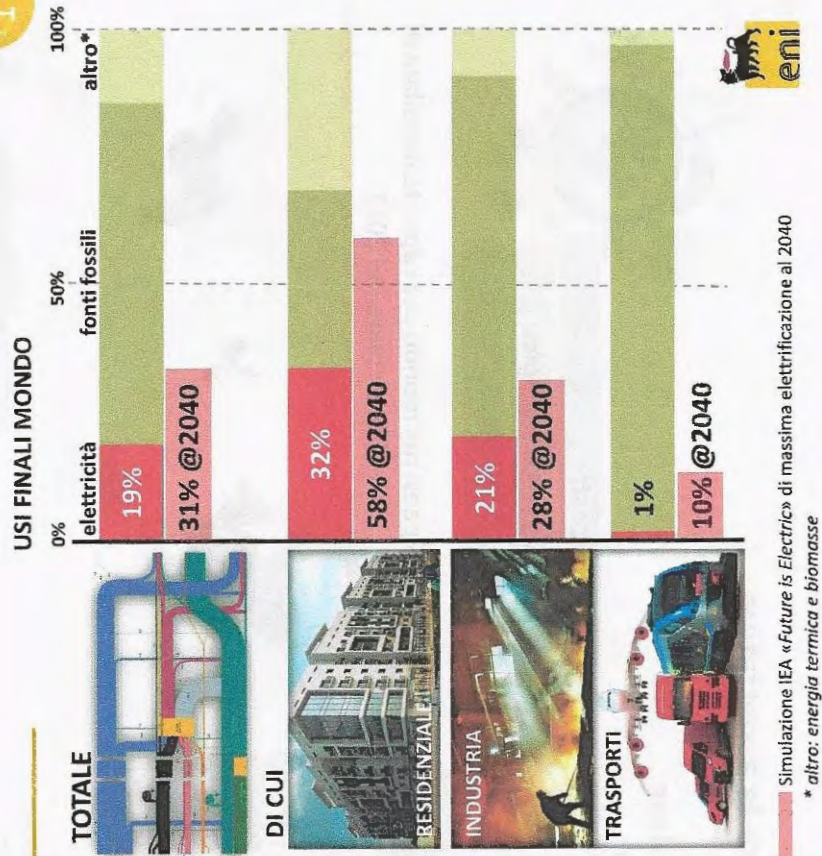
100%

Quota trasformata in elettricità (MEDIA MONDO)

38% @2017

14

Fonte: IEA





## Nota 1 – Gli idrocarburi quotidiani

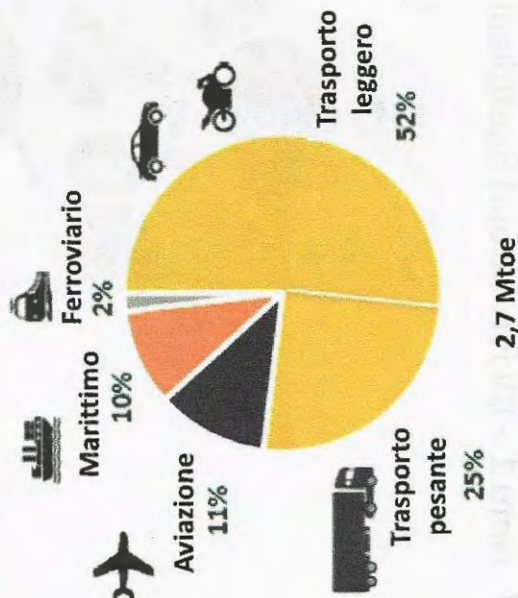




**Nota 2 - Trasporti: elettrico e non solo ...**

**DOMANDA MONDIALE DI ENERGIA DEL SETTORE TRASPORTI**

per tipologia | 2017



per fonte | 2017 vs 2040



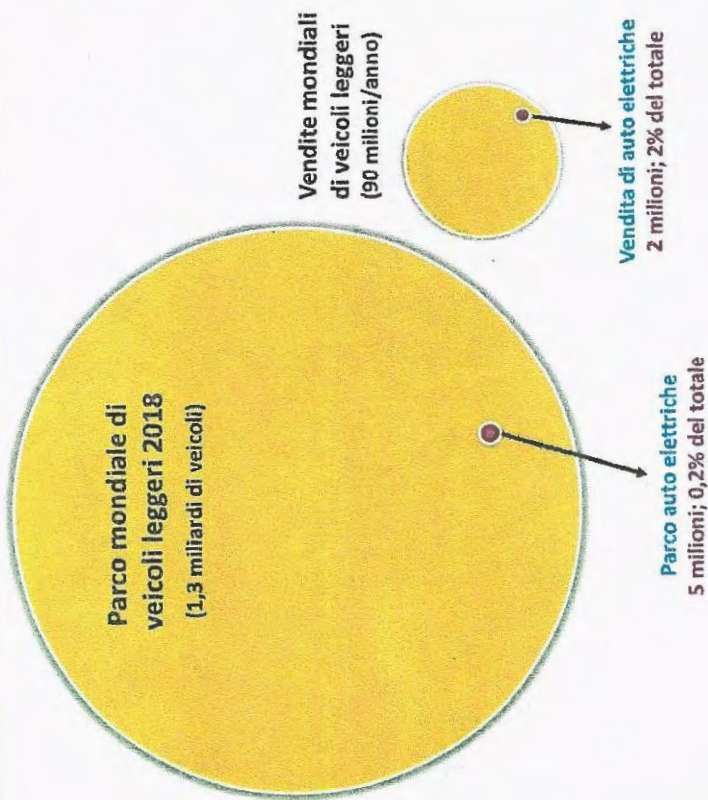
16

\* Simulazione IEA «Future is Electric» di massima elettrificazione al 2040

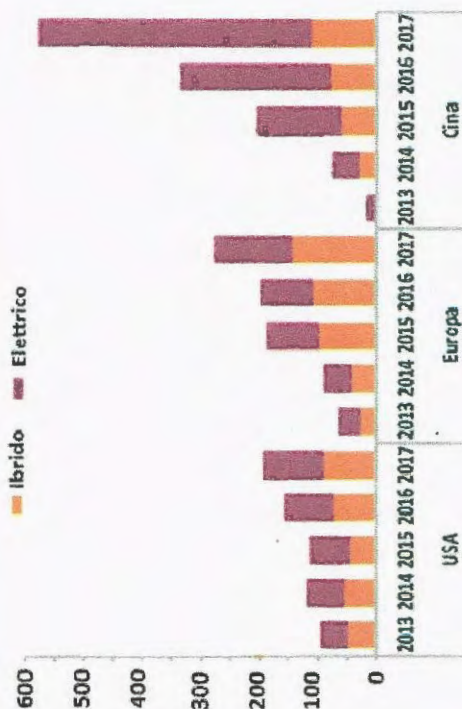
Fonte: IEA



**Nota 2 - Trasporti: elettrico e non solo ...**



**Vendita di auto elettriche nelle principali aree del mondo | n. veicoli**





**5. I breakthrough tecnologici**

**Le frontiere della ricerca scientifica e tecnologica**



**RICERCA E SVILUPPO DI ENI**



**7.000 brevetti**  
e  
**350 progetti**

**Diverse nuove aree di ricerca**

- Riduzione emissioni
- Rinnovabili
- Bioraffinazione
- Chimica verde



18



### Nota 3 - La leva tecnologica nel periodo di transizione

#### L'IMPEGNO NEL RIDURRE LE EMISSIONI DEL CICLO PRODUTTIVO

Indice di intensità GHG Upstream  
(ton CO2eq/tep)

-43%  
vs  
2014  
Target  
2025

Emissioni fuggitive di metano  
(Mln ton CO2eq)

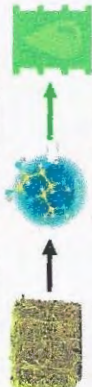
-80%  
vs  
2014  
Target  
2025

Volumi di idrocarburi inviati  
a flaring di processo  
(MSm3)

Zero  
flaring  
Target  
2025

L'esempio di Eni

Biocarburanti da biomasse



Biocarburanti da rifiuti



#### TENENDO CONTO DELLE CARATTERISTICHE DELLE FONTI CON LE TECNOLOGIE ATTUALI

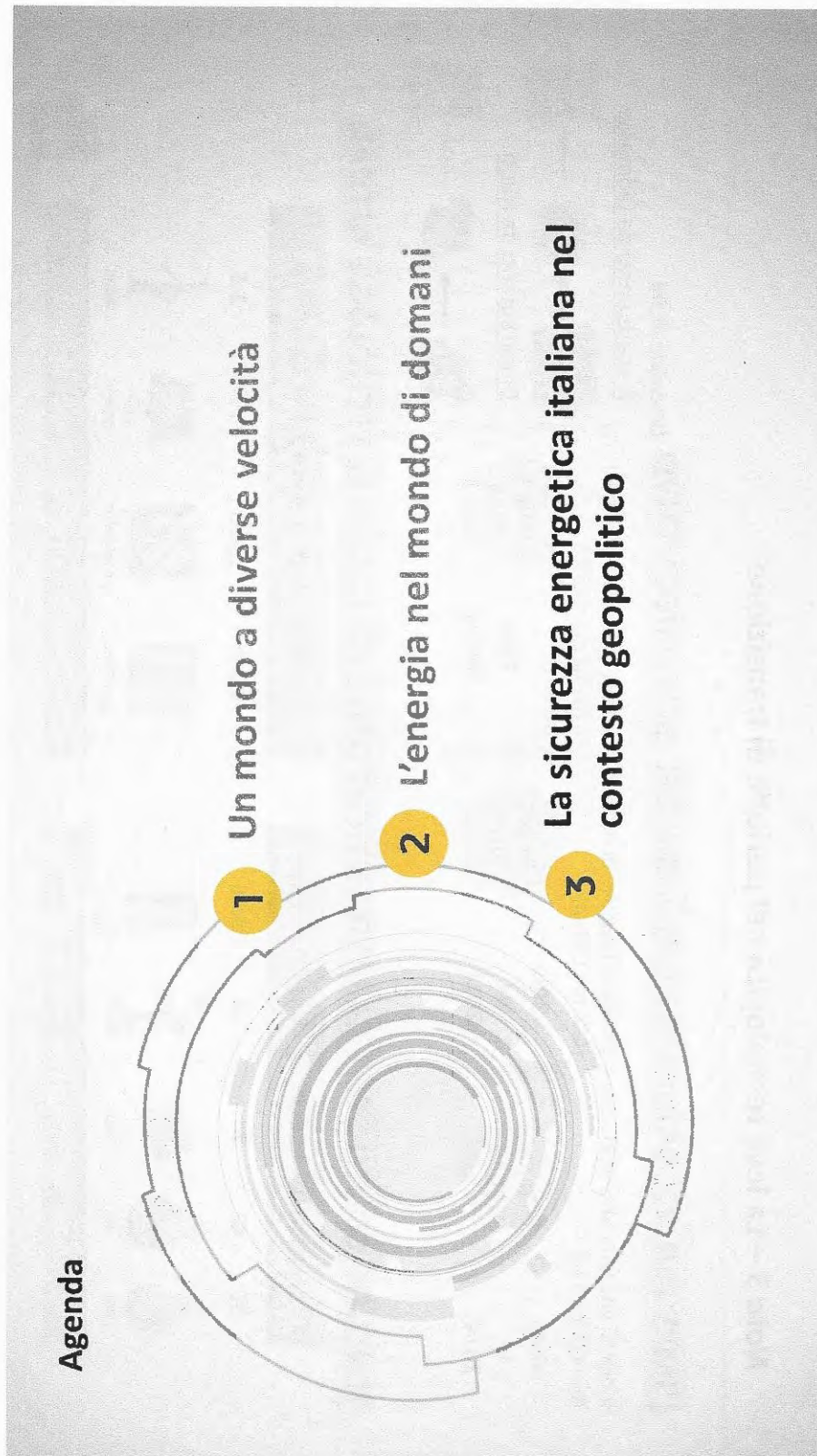
| Densità di energia   Megajoule/Kg |                     |
|-----------------------------------|---------------------|
| 56                                | gas                 |
| 42                                | oil                 |
| 24                                | coal                |
| 16                                | wood                |
| 0.46                              | lithium-ion battery |

Quantità di energia per unità di peso

| Densità di potenza   Watt/m2 |            |
|------------------------------|------------|
| 2,000                        | gas plant  |
| 1,000                        | coal plant |
| 10                           | solar      |
| 1.5                          | wind       |

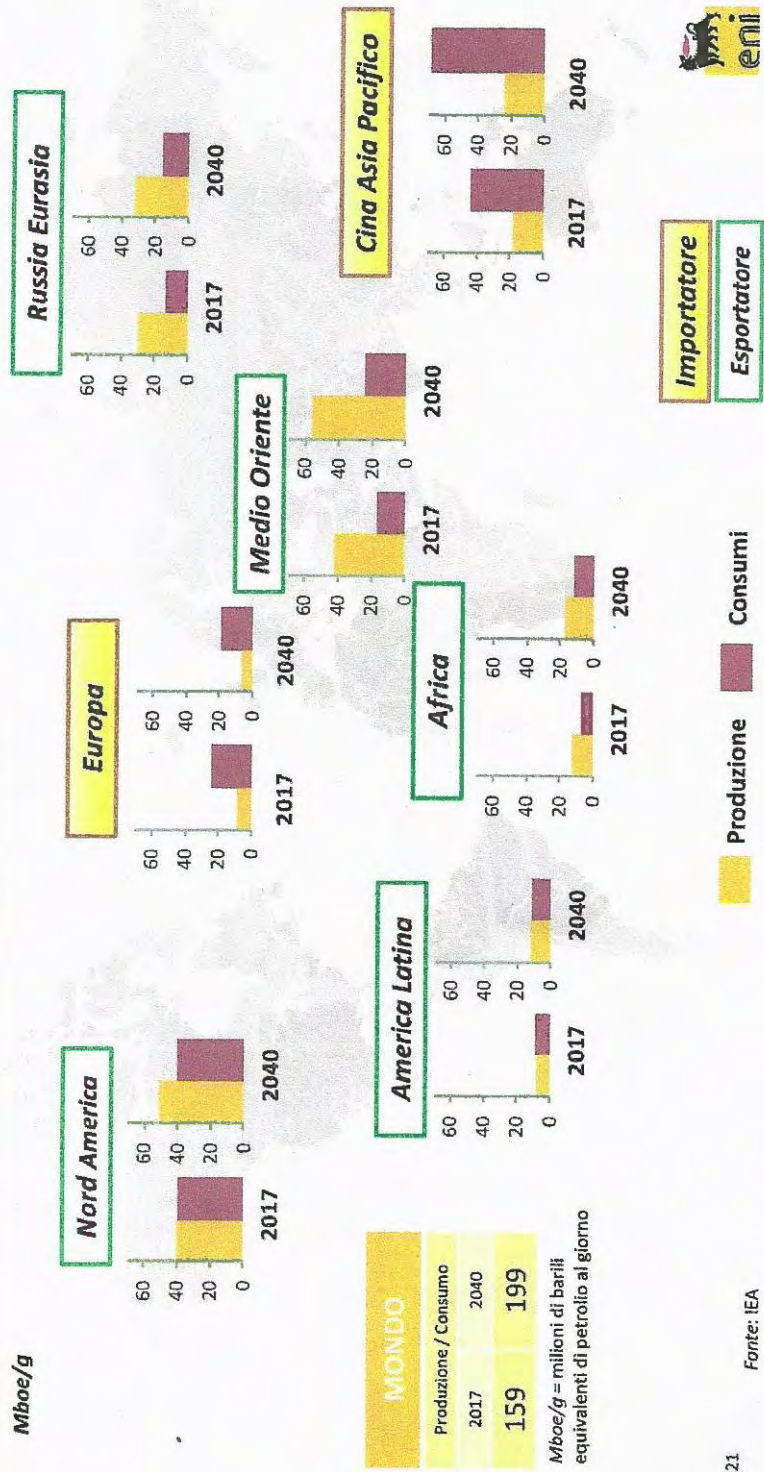
Elettricità prodotta per unità di spazio







### Asimmetrie geografiche tra produzioni e consumi di idrocarburi

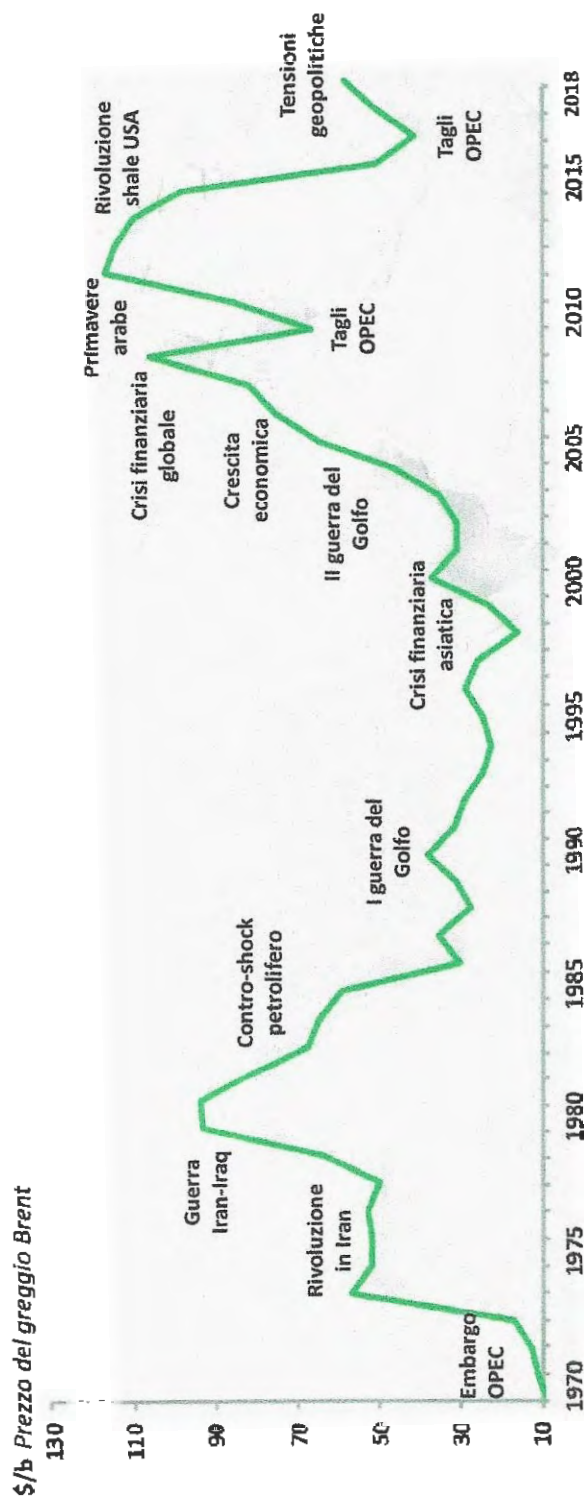


### Le dinamiche del mercato petrolifero nel breve e nel lungo termine

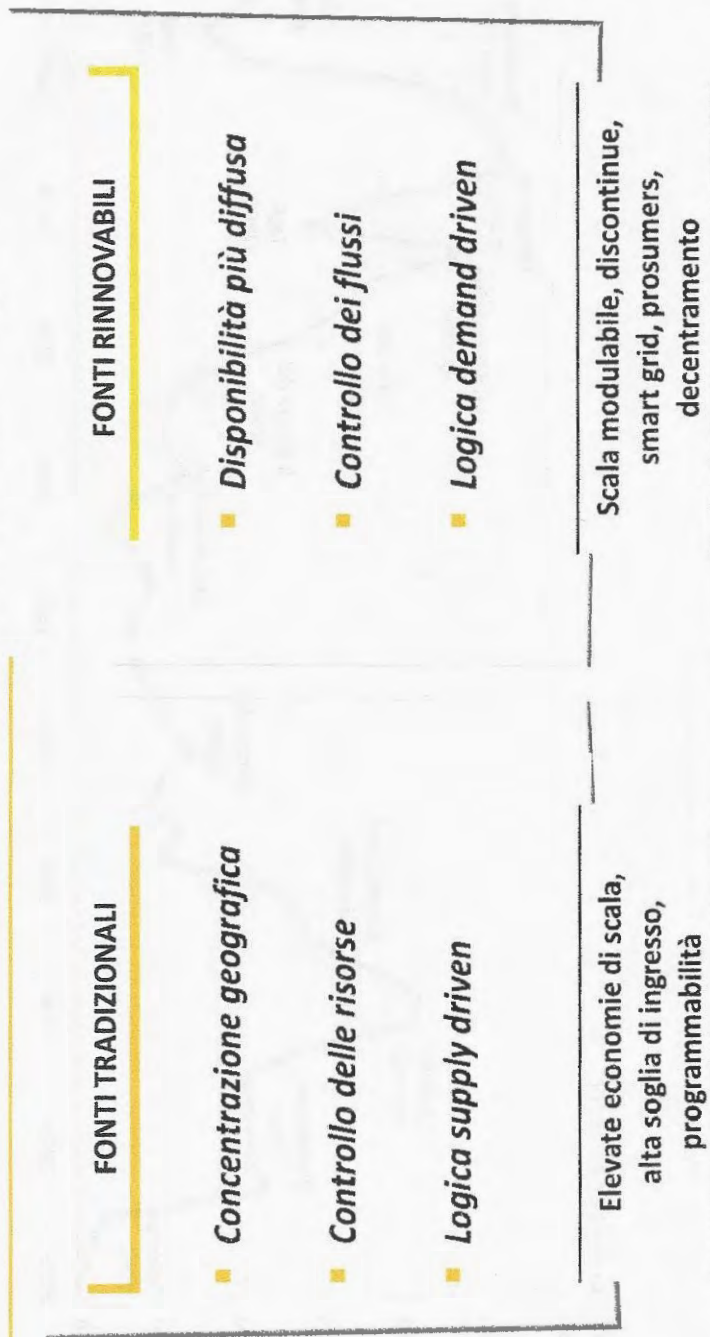




### L'impatto della geopolitica sul prezzo del petrolio

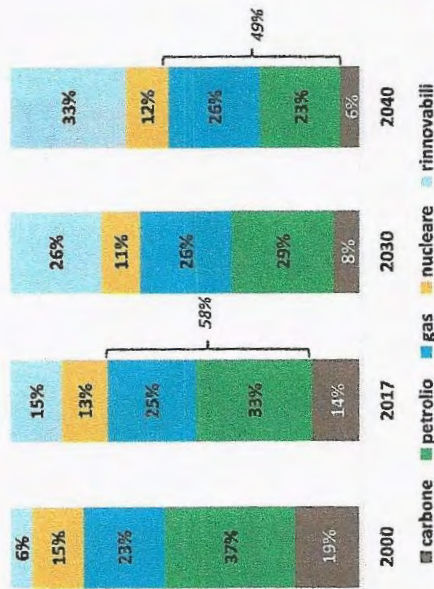


**Come potrebbe cambiare la geopolitica con la transizione energetica**



**La situazione europea: il declino produttivo richiederà maggiori importazioni di gas**

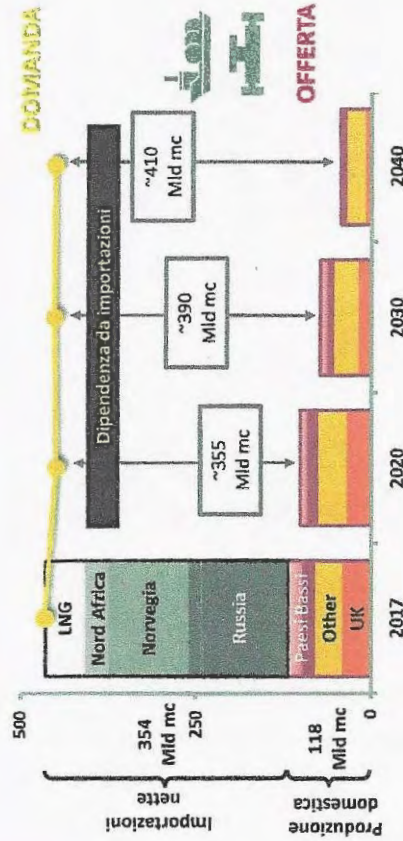
UE 28 | Mix energetico | Mtep



Gas e rinnovabili continuano a spiazzare carbone e nucleare

Fonte: IEA e Woodmackenzie

UE 28 | Bilancio domanda - offerta gas | Mld mc\*



La produzione di gas UE 28 continuerà a declinare a tassi accelerati determinando maggiori importazioni (+ 55 Mld mc in 20 anni)



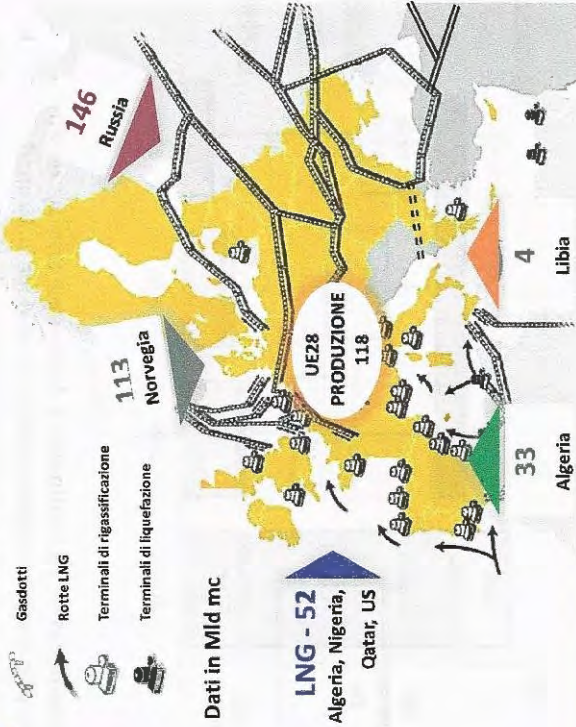
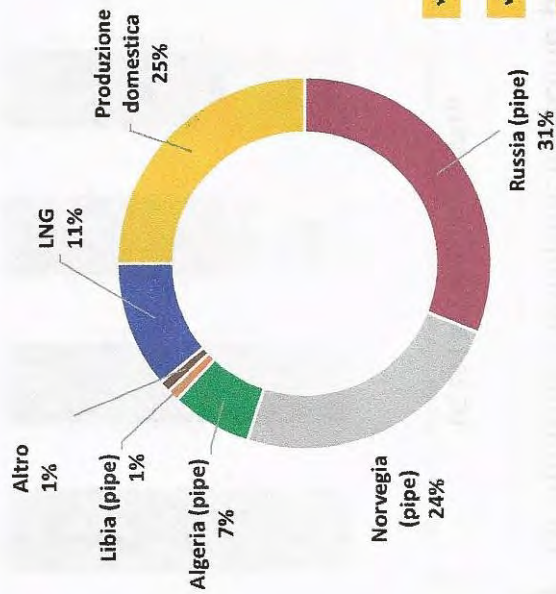
Mld mc = miliardi di metri cubi



## UE-28: dipendenza dalle importazioni di gas dalla Russia

UE-28 | Fabbisogno di gas e sua copertura | 2017

472 Mld mc



✓ **Ampia capacità di importazione** 465 Mld mc, pari all'intero fabbisogno di gas europeo

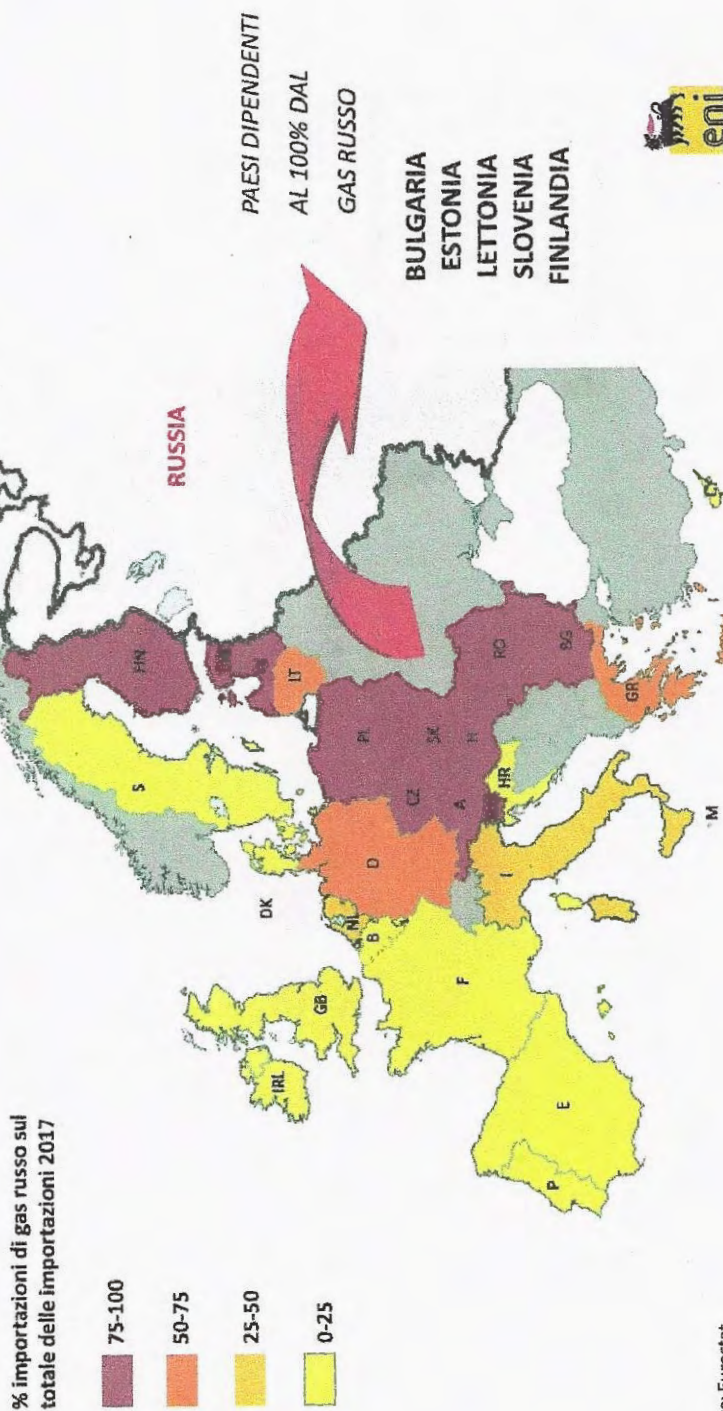
✓ **Numerosi impianti di rigassificazione** 210 Mld mc di capacità totale, pari al 45% del fabbisogno

✓ **Ampia capacità di stoccaggio** 100 Mld mc, pari 21% del fabbisogno





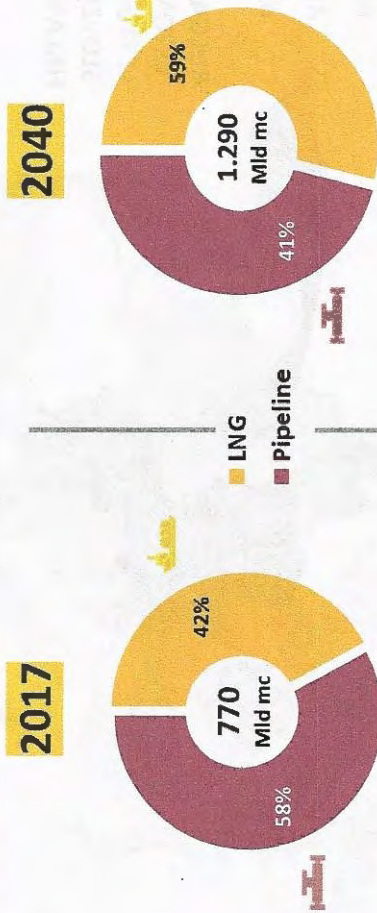
### UE-28: dipendenza dalle importazioni di gas dalla Russia



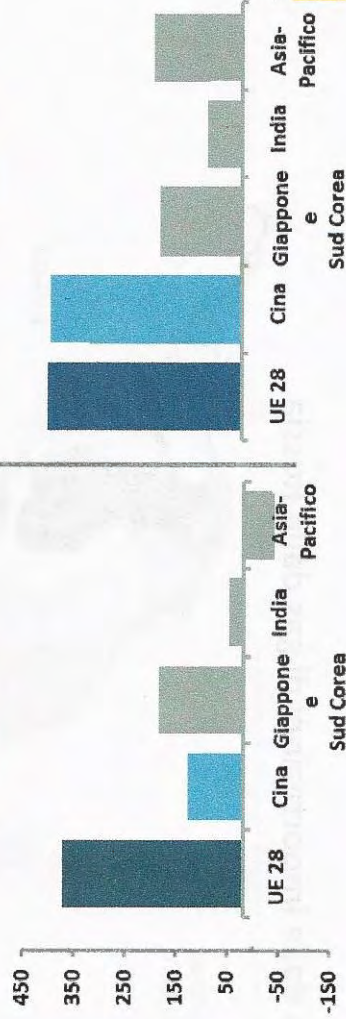
Fonte: Eurostat

**Il mercato gas sta cambiando: aumenta la flessibilità**

**Commercio di gas naturale su lunghe distanze**



**Importazioni nette di gas naturale | Mld mc**



Fonte: IEA



## UE-28: La Russia si rafforza nel mercato del LNG

UE-28 | Importazioni LNG | 2017

52 mld mc

>10%  
nel  
2018

Angola 0,8%  
Egitto 0,4%  
Russia 0,3%  
Guinea Eq. 0,1%

T&T

2%

Norvegia

3%

USA

3%

Perù

8%

Algeria

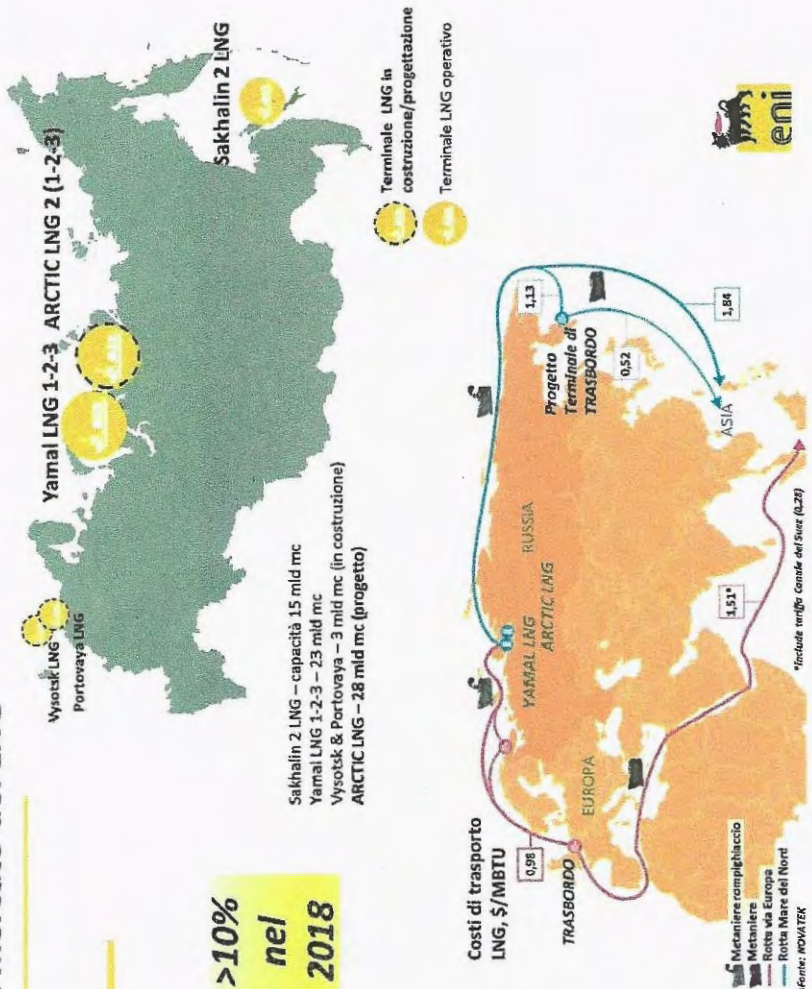
17%

Nigeria

20%

Qatar

45%



Costi di trasporto LNG, \$/MBTU

0,98

1,13

1,51\*

1,86

0,52

0,23

0,23

0,23

0,23

Mecanismo complichaccio

Metano

Rotte via Europa

Rotte Mare del Nord

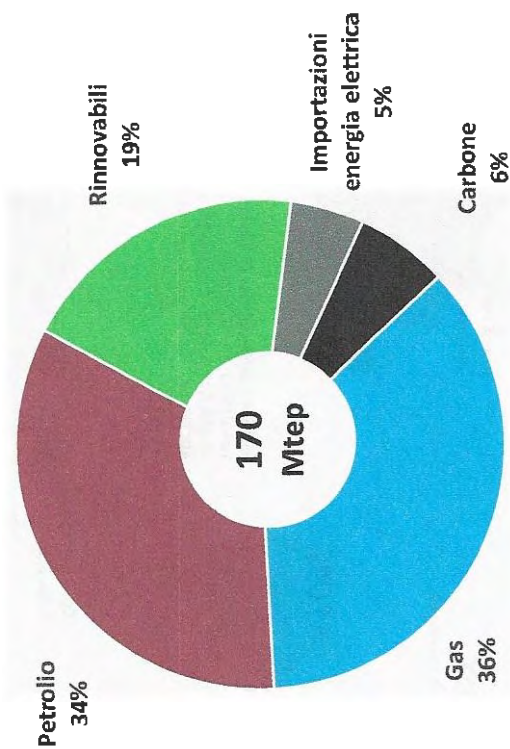
Fonte: IHS

\*Includa traffico Coste del Sud (0,23)

Fonte: NOWATEK

### Italia: quanto consuma e con quali fonti

Italia | Consumi energetici primari per fonte | 2017

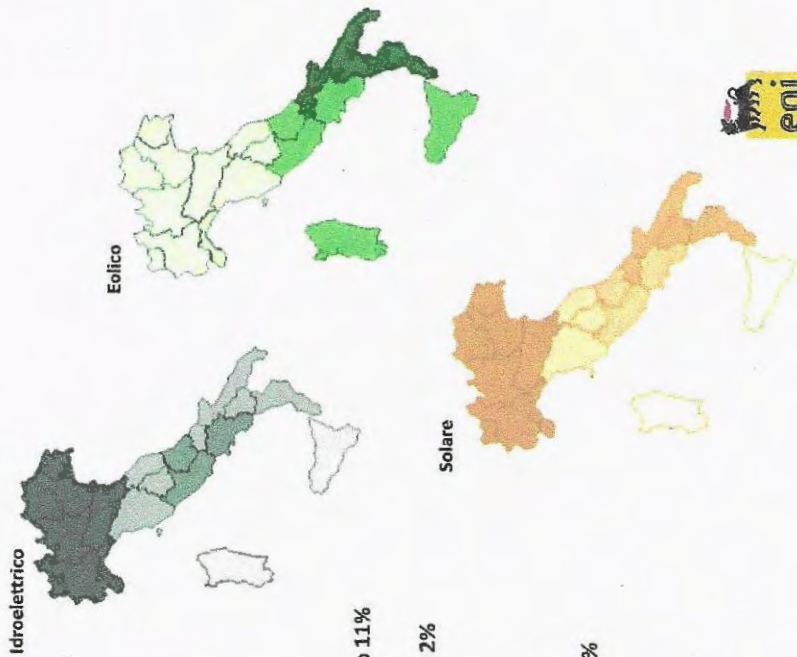
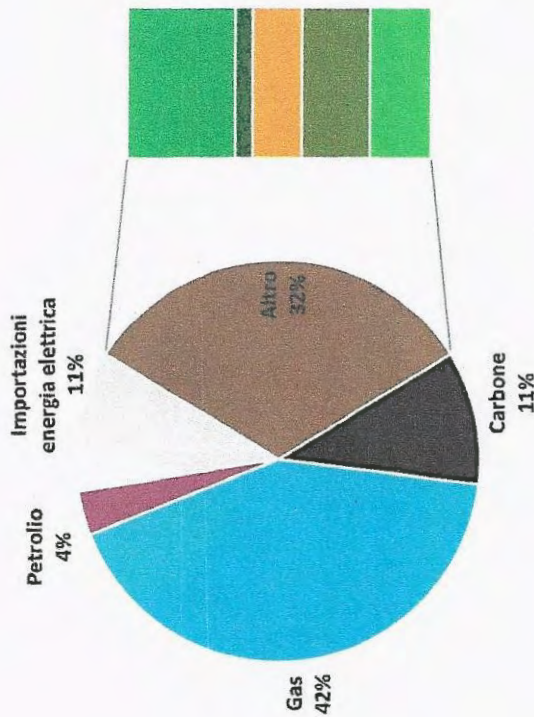


30  
Fonte: MISE

### Italia: quanta elettricità produciamo e con cosa

2017 - Disponibilità di energia elettrica

334 TWh

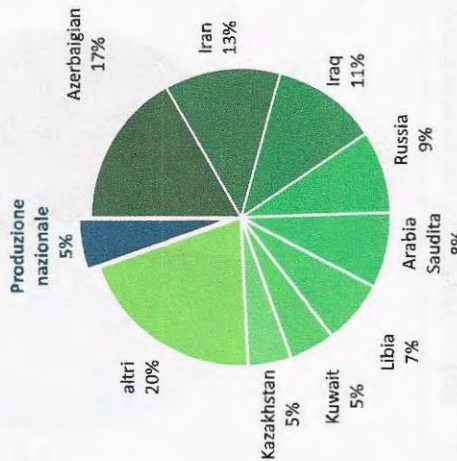




# Italia: dipendenza dall'estero, ma con ampia diversificazione di rotte e fornitori

## Italia | Fabbisogno petrolifero | 2017

Totale 1,5 Mln bl/g\*



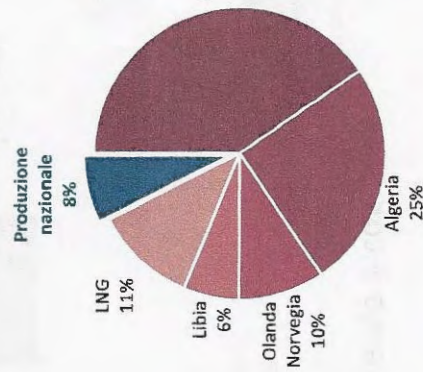
Fonte: Mise  
\* Mln bl/g: milioni di barili al giorno

## Italia | Fabbisogno di gas naturale e rotte | 2017

Norvegia e Olanda (principalmente)  
Russia

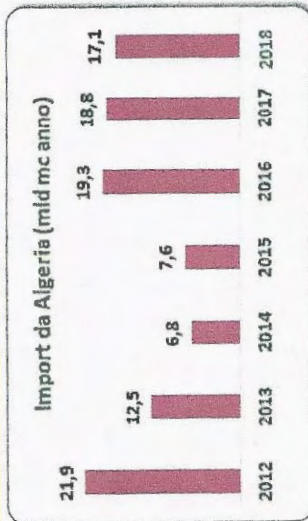


Totale 75,1 Mld mc

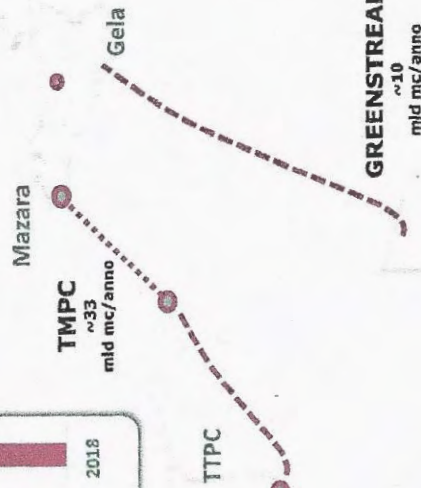
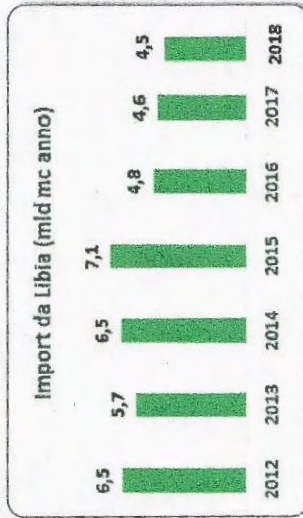


### Algeria e Libia: il corridoio sud-nord del Mediterraneo

TMPC (50% Eni, 50% Sonatrach)

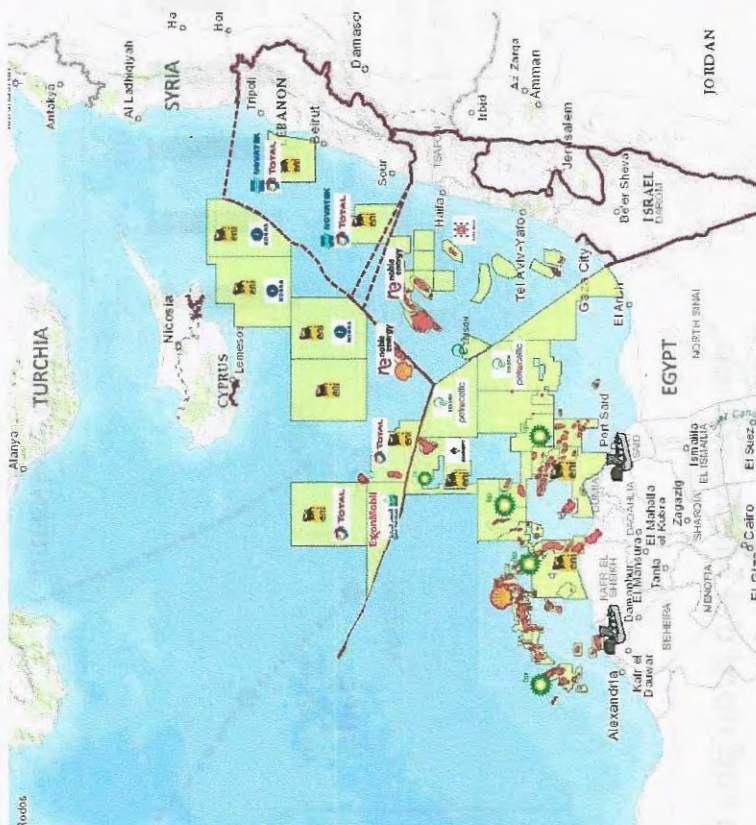


Greenstream (50% Eni, 50% NOC)





## Il Mediterraneo orientale: le potenzialità del corridoio sud-est



**East Med Gas Hub**

**4,000** Mld mc

Recenti riserve di gas scoperte

**Principali giacimenti:**

**Tamar (2009)**

**380** Mld mc

**Leviathan (2010)**

**790** Mld mc

**Aphrodite (2011)**

**170** Mld mc

**Altri:**

**Karish&Tanin (2013) 70** Mld mc

**Atoll (2015) 40** Mld mc

**Zohr (2015)**

**850** Mld mc

**Potenziale ancora elevato:**

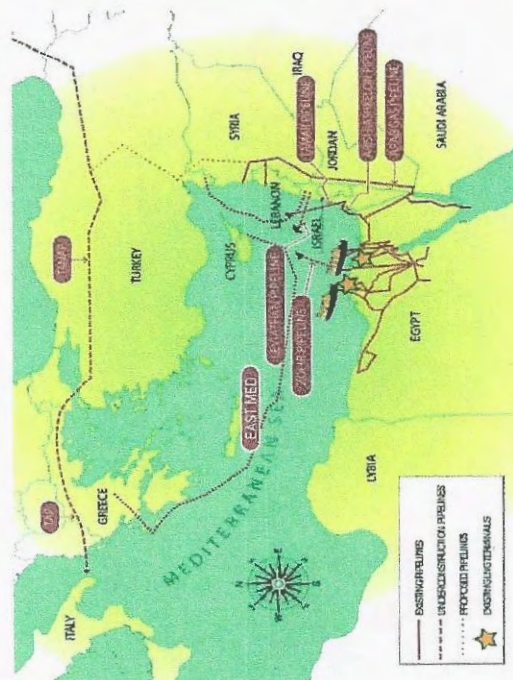
**2800 - 8500** Mld mc

Stima riserve gas ancora da scoprire

Fonte: Eni & Wood Mackenzie



## Il Mediterraneo orientale: le rotte e le infrastrutture in discussione



### Alternative per l'export:

- ✓ Utilizzo degli impianti LNG esistenti in Egitto (capacità totale di 17 mln ton anno)
- ✓ Utilizzo della Arab Gas Pipeline (capacità 10 Mld mc/a): Giordania, Libano (via Siria, estendibile in Turchia)
- ✓ Costruzione di treni LNG addizionali presso impianti esistenti

### e nuove opzioni:

- ✓ Nuovi impianti LNG (Cipro)
- ✓ Nuovi gasdotti



**COMMISSIONE III  
AFFARI ESTERI E COMUNITARI**

**RESOCONTO STENOGRAFICO**

**INDAGINE CONOSCITIVA**

**3.**

**SEDUTA DI MERCOLEDÌ 20 MARZO 2019**

PRESIDENZA DELLA PRESIDENTE MARTA GRANDE

**INDICE**

|  | PAG.         |   | PAG.  |
|--|--------------|---|-------|
| <b>Sulla pubblicità dei lavori:</b>  |              | Fassino Piero (PD) .....  | 10    |
| Grande Marta, <i>Presidente</i> .....  | 2            | Formentini Paolo (Lega) .....   | 10    |
| <b>INDAGINE CONOSCITIVA SULLA POLITICA<br/>ESTERA ENERGETICA DELL'ITALIA TRA<br/>CRISI REGIONALI E ROTTE TRANSCON-<br/>TINENTALI</b> |              | Margheri Marco, <i>vice presidente esecutivo<br/>Edison S.p.A</i> .....   | 3, 10 |
| <b>Audizione di rappresentanti di Edison S.p.A.</b>  |              | Romaniello Cristian (M5S) .....   | 9     |
| Grande Marta, <i>Presidente</i> .....  | 2, 9, 10, 13 | <i>ALLEGATO: Documentazione depositata dal<br/>vice presidente esecutivo Edison S.p.A,<br/>Marco Margheri</i> ..... | 14    |

**N. B. Sigle dei gruppi parlamentari: MoVimento 5 Stelle: M5S; Lega - Salvini Premier: Lega; Partito Democratico: PD; Forza Italia - Berlusconi Presidente: FI; Fratelli d'Italia: FdI; Liberi e Uguali: LeU; Misto: Misto; Misto-Civica Popolare-AP-PSI-Area Civica: Misto-CP-A-PS-A; Misto-Minoranze Linguistiche: Misto-Min.Ling.; Misto-Noi con l'Italia-USEI: Misto-NcI-USEI; Misto+Europa-Centro Democratico: Misto+E-CD; Misto-MAIE - Movimento Associativo Italiani all'Estero: Misto-MAIE.**

PRESIDENZA DELLA PRESIDENTE  
MARTA GRANDE

**La seduta comincia alle 15.20.**

**Sulla pubblicità dei lavori.**

PRESIDENTE. Avverto che la pubblicità dei lavori della seduta odierna sarà assicurata anche attraverso l'attivazione di impianti audiovisivi a circuito chiuso nonché la trasmissione sul canale della *web-tv* della Camera dei deputati.

**Audizione di rappresentanti di Edison  
S.p.A.**

PRESIDENTE. L'ordine del giorno reca, nell'ambito dell'indagine conoscitiva sulla politica estera energetica dell'Italia tra crisi regionali e rotte transcontinentali, l'audizione di rappresentanti di Edison S.p.A..

Ringrazio il dottor Marco Margheri, vice presidente esecutivo di Edison S.p.A. per la Divisione sostenibilità, istituzioni e regolazioni, per la sua disponibilità a prendere parte ai nostri lavori.

Saluto altresì il dottor Fabrizio Matana, *senior vice president gas infrastructures & small scale LNG*, il dottor Simone Nisi, responsabile per gli affari istituzionali per l'Italia e gli affari internazionali, e il dottor Federico Baracca dell'ufficio affari istituzionali per l'Italia.

Ricordo che Edison S.p.A. è l'operatore energetico più antico d'Europa grazie ad oltre 130 anni di storia. Sono di Edison le prime centrali idroelettriche nel nostro Paese. L'azienda, che opera in dieci Paesi nel mondo con oltre 5 mila addetti, ha peraltro da tempo avviato un percorso per contribuire al raggiungimento dei diciassette Obiet-

tivi di sviluppo sostenibile dell'Agenda 2030, in particolare la lotta contro il cambiamento climatico.

I principali aspetti ambientali che sono al centro dell'operatività e della strategia dell'azienda e sui quali si concentra anche l'attenzione degli *stakeholder* esterni sono: produzioni da fonti rinnovabili e sviluppo dell'efficienza energetica nella catena del valore; mitigazione del cambiamento climatico e riduzione delle emissioni; uso responsabile delle risorse idriche e tutela della biodiversità.

A tal fine Edison partecipa ai principali *network* internazionali, tra cui: *UN Global Compact* e Fondazione *Global Compact Italia*, di cui Edison è socio (il *Global Compact* raccoglie più di 10 mila aziende nel mondo, impegnate a promuovere un'economia più sostenibile); IPIECA, *International Petroleum Industry Environmental Conservation Association*, di cui Edison è socio e membro del Comitato esecutivo, che presidia i temi ambientali e sociali relativamente alle attività delle industrie del settore olio e gas; RES4MED, nato nel 2012, che promuove la diffusione di energia rinnovabile nel Mediterraneo con un'attenzione particolare al Nord Africa, Balcani e al Medio Oriente; *Observatoire Méditerranéen de l'Energie* (OME), nato nel 1988, che coinvolge le più grandi società energetiche di quattordici Paesi del Mediterraneo.

Tale organizzazione ha avviato una collaborazione sulle piattaforme energetiche Euromed promosse dall'Unione per il Mediterraneo, in particolare sulle questioni relative al mercato del gas nella regione euromediterranea. Edison detiene inoltre la presidenza del Comitato nazionale del *World Energy Council*, l'organizzazione internazionale che riunisce oltre novanta Paesi ed è accreditata presso le Nazioni Unite.

Relativamente al tema dei diritti umani Edison, ha esplicitato il proprio impegno per la tutela dei diritti umani in diversi documenti, tra cui il Codice etico, la *policy whistleblowing* e la sottoscrizione dei dieci principi del citato *Global Compact* delle Nazioni Unite. Nel 2017 si è inoltre impegnata a firmare un accordo con le organizzazioni sindacali a livello globale sulla responsabilità sociale d'impresa.

Sono lieta di dare la parola al dottor Margheri affinché svolga il suo intervento.

MARCO MARGHERI, *vice presidente esecutivo Edison S.p.A.* Onorevole presidente, onorevoli deputati, intanto grazie anche per questa introduzione che mi permette di recuperare tempo sui contenuti specifici dell'audizione, avendo lei già presentato Edison in modo articolato e compiuto.

In particolare, oggi vorrei concentrare il contributo che diamo a questo ciclo di audizioni — che ci sembra di particolare importanza rispetto alla definizione di obiettivi di politica energetica nazionale — sul ruolo che Edison ha come investitore (investiremo 2 miliardi di euro nel corso del prossimo triennio in Italia, in particolare nel settore delle rinnovabili del mercato finale), ma anche come contributore alla sicurezza e alla competitività del sistema gas nazionale.

Oggi siamo il secondo importatore in Italia e importiamo circa 14,4 miliardi di metri cubi attraverso contratti di lungo termine sia via *pipeline*, sia attraverso il contratto principale, anzi l'unico a lungo termine, di fornitura di gas liquefatto che arriva in Italia dal Qatar. Per il futuro abbiamo già assicurato alcune opzioni di fornitura: un contratto dall'Azerbaijan che partirà quando sarà attivata la rotta in costruzione con il Corridoio Sud con TANAP e con TAP, e gas GNL, gas liquefatto dagli Stati Uniti con un contratto firmato per 1 milione di tonnellate con *Venture global*.

L'obiettivo di oggi è provare a concentrare i miei commenti su tre domande: 1) quali sono gli obiettivi di politica energetica italiana e come in questi obiettivi il tema delle rotte diventa un tema chiave su cui riflettere; 2) come è fatto ad oggi il quadro

degli approvvigionamenti e delle sfide future per gli approvvigionamenti italiani; 3) provare a rappresentarvi il contributo che come Edison vogliamo dare allo sviluppo del sistema italiano.

Per quanto riguarda il primo punto, quali sono gli obiettivi di politica energetica italiana, la nostra conversazione avviene a valle della pubblicazione del Piano nazionale integrato energia e clima, quindi possiamo usare questo come l'impronta del *set* di obiettivi che ci vogliamo dare.

Il Piano, dal punto di vista dello sviluppo del sistema italiano, ci dà alcune stelle polari di particolare rilevanza: naturalmente la crescita delle fonti rinnovabili fino al 55 per cento da generazione elettrica, in linea con gli obiettivi dell'Unione europea, corredato con un piano molto ambizioso di 9,7 megatp di riduzione dei consumi energetici: quindi un piano molto focalizzato sulla transizione energetica, collegato a un grande obiettivo Paese, che darebbe una conferma della *leadership* italiana nella lotta al cambiamento climatico: abbandonare la generazione a carbone entro il 2025.

Il primo messaggio che vorrei condividere con voi è che il ruolo italiano in Europa e nel mondo sui temi della lotta al cambiamento climatico e della definizione di un modello di transizione energetica sostenibile e inclusiva deve rimanere una priorità strategica anche della politica estera del Paese.

Abbiamo visto con grande favore come questo ruolo sia stato riconosciuto con la nomina, qualche settimana fa, del dottor La Camera a direttore esecutivo dell'Agenda internazionale per le fonti rinnovabili: è un valore che il Paese abbia un modello definito, chiaro, con obiettivi così ambiziosi, di transizione energetica. Ma naturalmente questo deve portarsi dietro un piano organico, che metta insieme la crescita del sistema energetico nazionale con la sostenibilità, la competitività e la sicurezza delle forniture che alimentano quella che è, e secondo noi deve rimanere, la seconda economia manifatturiera in Europa.



Perché è così importante l'obiettivo di *phase out* della generazione a carbone? Proviamo a vedere quali sono gli esiti di alcune proposte di *policy* sulla riduzione delle emissioni in Italia. Oggi il carbone produce circa il 10 per cento dell'elettricità consumata nel nostro Paese, ma produce il 30 per cento delle emissioni del settore energetico, che a sua volta produce tra il 25 e il 30 per cento delle emissioni totali.

Il *phase out* della generazione a carbone, cioè la sostituzione della capacità attualmente installata in otto centrali attive in Italia, da solo porta quindi ad una riduzione di emissioni sul parco nazionale che è superiore a quelle unitariamente prodotte da tutte le altre politiche che possiamo immaginare. Questo non è per dire che facendo il *phase out* del carbone si può rinunciare al resto, ma, al contrario, per dire che tenere insieme gli obiettivi di politica energetica e di sostenibilità dà al *phase out* del carbone una rilevanza strategica come pilastro degli obiettivi futuri.

Questo significa anche che dobbiamo combinare questo obiettivo Paese con alcune altre misure da prendere subito, come migliorare l'efficienza degli impianti di generazione a gas, che hanno emissioni certamente più ridotte (abbiamo annunciato qualche settimana fa un contratto con Ansaldo per portare in Italia la prima turbina in Europa con un'efficienza al 63 per cento); avviare tutti gli strumenti possibili di mobilità sostenibile, anche quelli a gas, perché oggi per il trasporto pesante e per il trasporto marittimo è il gas liquefatto che ci offre l'occasione più immediata di ridurre le emissioni e gli inquinanti locali; e poi naturalmente le politiche di efficienza energetica.

Questo è il quadro nazionale in cui stiamo operando, che dà al settore del gas un compito fondamentale: abilitare da subito la transizione energetica, partire immediatamente con tutte le misure che ci permettono, nel settore della generazione elettrica e nel settore dei trasporti, di spiazzare combustibili a più alta densità emissiva.

Guardiamo il settore del gas italiano, così come si presenta oggi. Il preconsuntivo

della domanda del 2018 ha raggiunto i 72 miliardi di metri cubi. L'Italia è oggi il terzo mercato gas in Europa. Questa domanda appare sostenuta da diverse leve. Nel settore residenziale la domanda tende ad essere piuttosto stabile, ma è soggetta in modo molto rilevante alle condizioni climatiche che sono naturalmente imprevedibili (il molto freddo e il molto caldo).

Nel settore termoelettrico le centrali a gas funzionano in funzione di diversi fattori, quali il livello di importazione di energia elettrica (l'Italia ne importa in modo consistente); la produzione idroelettrica, che ovviamente dipende dai livelli di idraulicità disponibili; la produzione delle altre fonti rinnovabili, che per loro natura sono fonti non programmabili. Il Piano nazionale ci dice anche che 3 gigawatt di nuova capacità a gas dovranno essere installati per metà a compensazione, nella parte gas, del *phase out* del carbone.

Il settore della domanda industriale è legato a settori industriali per cui il gas e — lasciatemi dire — la competitività delle forniture di gas sono leve essenziali per il mantenimento in Italia di alcune tipologie di produzione e per il successo economico e competitivo del loro *business*. Da questo quadro, il Piano nazionale ci dice che, attraverso la crescita delle rinnovabili e attraverso l'efficienza energetica, potremo conseguire dei risparmi significativi e fissa in 60 miliardi di metri cubi al 2030 la previsione dei consumi, che — ricordiamolo — saranno figli del successo delle politiche di crescita delle fonti rinnovabili e di crescita dell'efficienza energetica.

In questo grande progetto-Paese che il Piano nazionale disegna arriveremo quindi al 2030 con questo livello di domanda. Oggi abbiamo però una domanda più sostenuta e, se prendiamo la previsione del Piano nazionale per andare a guardare da dove dovranno venire questi 60 miliardi di metri cubi, ci accorgiamo che rispetto all'attuale livello delle forniture in Italia è necessaria ed è opportuna la vostra riflessione. Dobbiamo chiederci oggi, nel quadro della transizione energetica, che contributo dovrà ancora arrivare nel 2030 da questa fonte che noi naturalmente acquisiamo all'e-



stero, in parte perché non l'abbiamo domesticamente, in parte perché dal punto di vista dello sviluppo delle produzioni domestiche abbiamo scelto di seguire altre strade.

Nel 2030 ci accorgiamo che un'ampia fetta dei contratti che attualmente sostengono la sicurezza degli approvvigionamenti italiani dal 2019 in avanti arriveranno a scadenza, e ci accorgiamo che, anche incorporando nel quadro delle forniture al 2030 una nuova infrastruttura, addizionale rispetto a quelle oggi in costruzione, nel 2030 il bilancio del gas italiano richiederà, oltre a questa infrastruttura addizionale, ancora spazio ulteriore: ciò nell'ottica di un sistema che abbia la capacità di sostenere i consumi in modo competitivo e sicuro nel medio termine.

Da dove importiamo il gas? Qua vado veloce perché siete già diventati esperti in questa materia, ma l'Italia ha come suo patrimonio una storia di particolare rilevanza nel settore europeo e mondiale del gas, ovvero un sistema diversificato in cui abbiamo diversi punti di importazione (ad oggi sono attivi cinque punti di importazione via *pipeline* e tre terminali di rigasificazione, tra cui quello di Rovigo, che importa gas qatarino a lungo termine).

Proviamo però a fare una considerazione, a girare intorno alle nostre rotte e a vedere come si sta evolvendo la situazione dei produttori, perché il problema dell'interconnessione infrastrutturale è legato alla possibilità di importare effettivamente del gas. Ad esempio, la nostra connessione verso nord, verso Norvegia e Olanda, sconta il fatto che in Olanda la produzione diminuisce drasticamente e che i volumi che l'Olanda metterà a disposizione dei mercati vicini e di quelli più lontani come l'Italia scenderanno.

In Norvegia ci sarà una situazione di stabilità. Paradossalmente il gas che troveremo nel nord Europa sarà molto gas russo che arriverà in Germania potenzialmente attraverso il Nord Stream 2. Quindi quella rotta è destinata a connetterci a mercati che non saranno più i mercati dei produttori domestici che abbiamo conosciuto nei decenni scorsi e che non potrà dare contributi ulteriori di particolare significato.

Peraltro l'infrastruttura che ci collega a quella zona, il TEMP, è un'infrastruttura che oggi è in funzione solo per metà e che richiederebbe investimenti molto ingenti per essere ripristinata nel suo totale.

Se ci spostiamo verso est, ci accorgiamo che l'Italia è il singolo Paese europeo che importa più gas russo attraverso la rotta ucraina: in altri termini, il grosso della nostra fornitura di importazione, che è il gas che proviene dalla Federazione russa, passa integralmente oggi attraverso la rotta ucraina. Il Consorzio TAP e TANAP sta costruendo l'interconnessione con l'Azerbaijan, che porterà in Italia 10 miliardi di metri cubi, abbiamo a sud due connessioni con il Mediterraneo, con l'Algeria e con la Libia.

Non c'è bisogno che vi dica che il Mediterraneo è in una straordinaria evoluzione dal punto di vista delle prospettive di quei Paesi. Ricordo che in Algeria in pochi anni il 40 per cento della popolazione, passando da circa 60-65 fino alla totalità, è stato connesso alla rete elettrica e questa elettricità è naturalmente prodotta a gas. C'è un'evoluzione della prospettiva di crescita economica e delle prospettive settoriali di quei Paesi che non ci permette di considerare le nostre rotte meridionali come la sola soluzione per incrementare i nostri approvvigionamenti di gas, dobbiamo porci il problema di accrescere il nostro portafoglio di interconnessioni e di rotte.

Il GNL, il gas naturale liquefatto, è un'opzione particolarmente in linea con gli obiettivi di competitività, è un mercato globale, ma, attenzione, è un mercato che richiede infrastrutture come in ogni caso, e oggi le infrastrutture italiane hanno delle capacità, ma certamente la sfida è più ampia rispetto alle capacità attualmente installate. Soprattutto il GNL è per sua natura un mercato globale, in cui i consumi asiatici la fanno da padrone rispetto ai prezzi: in altri termini, la volatilità è dipendente soprattutto da quello che succede nei centri di consumo in Asia.

Il primo messaggio è quindi sulla rilevanza della politica energetica, della politica climatica, della politica estera. In questo quadro, tra gli assi fondamentali della

transizione energetica italiana c'è certamente la costruzione di un sistema gas sostenibile, competitivo e sicuro nel tempo. Il terzo messaggio è che il sistema infrastrutturale italiano deve analizzare ed evolversi per accompagnare la variazione del contesto produttivo, delle fonti e delle rotte intorno a noi.

In questo non siamo da soli, il messaggio che proviamo a dare è che l'Italia non è un'isola da questo punto di vista. Guardiamo cosa succede ad est: nei Balcani, appena la Federazione russa si è affacciata con il progetto Turk Stream per consegnare gas non attraverso l'intermediazione di corridoi di transito, ma direttamente alla frontiera turco-greca, tra novembre e dicembre dell'anno scorso e oggi, Bulgaria, Serbia e Ungheria hanno avviato con una speditezza straordinaria un'azione coordinata; tale azione è volta ad assicurarsi che la seconda rotta del Turk Stream, 16 miliardi di metri cubi — ricordo che in Italia se ne sono importati nel corso degli ultimi periodi 29 — che saranno resi disponibili dal Turk Stream già posato (quindi non è un progetto, è un'infrastruttura che sta diventando materiale) alla frontiera turco-greca, anziché prendere la strada della Grecia e dell'Italia, prendano la strada del nord e vadano verso la Bulgaria, la Serbia e l'Ungheria.

Certo, attraverso l'Ungheria potrebbero collegarsi all'Austria e raggiungere la rotta che oggi porta gas verso l'Italia. Ma chiediamoci — è una domanda cui risponderò non con un'opinione personale, ma con i dati che sono stati dichiarati nelle azioni regolatorie in Bulgaria e in Serbia — che obiettivi hanno questi Paesi, se abbiano l'obiettivo di essere Paesi di transito perché il gas passi e vada verso l'Italia o abbiano dei consumi di gas residenti. Purtroppo la risposta è la seconda: questi Paesi hanno consumi di gas e interesse a riceverlo direttamente attraverso un corridoio che elimini il tema dell'intermediazione del corridoio di transito.

In Bulgaria il potenziale è tra 2 e 3 miliardi di metri cubi; in Serbia il potenziale è tra 2 e 3 miliardi di metri cubi, poi la Serbia potrebbe interconnettersi a sua

volta con altri Paesi della regione; in Ungheria il potenziale è tra i 7 e i 9 miliardi di metri cubi. In sostanza la rotta balcanica rappresenta non solo un'alternativa rispetto alla rotta diretta verso l'Italia, che ha delle implicazioni in termini di sicurezza dell'approvvigionamento italiano, ma anche un'alternativa dal punto di vista dei mercati di destinazione di questi volumi.

Questa infrastruttura, anche rispetto ai costi complessivi, è un'infrastruttura i cui costi dichiarati sono superiori rispetto alla rotta, che attraverso la Grecia potrebbe arrivare direttamente in Italia. C'è poi un tema di ruolo italiano: i Balcani sono la prima delle due regioni su cui mi vorrei concentrare oggi e naturalmente l'Italia deve porsi il problema di mantenere la sua centralità nei processi decisionali delle grandi rotte e dei grandi accordi di lungo termine sul gas, visto che il gas ha questa rilevanza nel nostro modello di transizione energetica.

Da questo punto di vista è evidente che i Paesi ospitanti sono quelli che prendono la decisione anche dal punto di vista delle condizioni commerciali, dei modelli realizzativi, Ricordiamoci che l'industria energetica italiana ha delle competenze straordinarie da questo punto di vista: se si fa l'investimento da un'altra parte, chi decide è chi fa l'investimento e per il mercato su cui lo porterà.

Proviamo a guardare la seconda regione di riferimento nella nostra conversazione di oggi: il Mediterraneo. Abbiamo già detto che il Mediterraneo è una regione — avete avuto autorevoli esperti sul fatto che il Mediterraneo si possa o non si possa chiamare una regione, riflessione che lascio agli esperti di geopolitica — è geograficamente un'area in cui alcuni *trend* sono di straordinaria evidenza. Uso i dati dell'Osservatorio mediterraneo dell'energia, che pubblica ogni due anni un'interessantissima raccolta, *Le prospettive energetiche del Mediterraneo*, una sorta di *World Energy Outlook Map* focalizzato sulla regione mediterranea.

Il primo dato ovvio è la crescita demografica: abbiamo due sponde del Mediterraneo che hanno due *trend* straordinaria-

mente divergenti, e questo porta con sé degli obiettivi di sviluppo economico e di crescita, per esempio dell'impiego disponibile, che in quei Paesi rende la competizione sulle risorse anche una competizione domestica. Quei Paesi (penso all'Egitto, all'Algeria, alla Tunisia) nel caso soprattutto dell'Algeria e dell'Egitto da esportatori puri oggi sono assetati di gas, perché sono assetati di materie prime per alimentare la propria crescita.

Vi volevo segnalare che da questo punto di vista c'è un'implicazione sulla loro domanda energetica, ma anche un grande tema rispetto alla disponibilità di gas per la loro transizione energetica: cioè se loro alimentassero la loro crescita di domanda energetica con carbone e con petrolio, gli obiettivi che loro stessi hanno preso nel consesso dell'Accordo di Parigi e del *follow up* della lotta al cambiamento climatico certamente non sarebbero raggiungibili. C'è quindi un grande tema di relazione con il Mediterraneo anche rispetto agli obiettivi di sviluppo di quei Paesi.

In questo senso la grande evoluzione degli ultimi anni è l'emergere del Mediterraneo orientale come una grande provincia energetica, con scoperte che hanno effettivamente modificato il profilo energetico sia di quei Paesi, sia della loro capacità di relazione con i centri di consumo fuori da quell'area (penso segnatamente all'Unione europea).

Qual è il messaggio che riportiamo sulla base *in primis* di alcuni studi di fattibilità per infrastrutture nella regione, tra cui il progetto East-Med di cui vi parlerò tra poco, fatto con la Commissione europea? Il messaggio fondamentale è che se le scoperte straordinarie che abbiamo visto in Egitto stanno alimentando soprattutto una crescita domestica di domanda in Egitto, mentre le scoperte significative, non altrettanto rilevanti, a cui abbiamo assistito e stiamo assistendo tra Cipro e Israele hanno una connotazione molto più aperta alle esportazioni per l'ovvia ragione che i mercati domestici — a Cipro sicuramente ma anche in Israele — sono mercati dalle necessità decisamente più contenute.

Ci sono già oggi tra Cipro e Israele circa 30 miliardi di metri cubi pronti per l'esportazione che cercano vie di evacuazione. Quali sono queste vie di evacuazione possibili? Il Mediterraneo dell'est è una regione di straordinario interesse, perché è la prima circostanza in cui l'emersione di opportunità economiche derivanti da risorse gas non può essere sfruttata appieno da un singolo Paese.

Per questo è un tema che affonda, prima che nella politica energetica e nella politica industriale, anche nella costruzione di un quadro organico di politica estera, perché per il Mediterraneo dell'est c'è bisogno dello sviluppo di un quadro regionale, che permetta — non entro nelle implicazioni di tipo politico sulla stabilizzazione di quest'area — agli investimenti in campo energetico di dischiudersi. Abbiamo detto circa 30 miliardi di metri cubi, quindi una misura considerevole. Ricordiamoci che il Corridoio Sud TANAP-TAP si sta sviluppando con una capacità iniziale di 10 miliardi di metri cubi e noi stiamo parlando di tre volte la prima fase del corridoio TANAP-TAP.

La prima rotta di cui si era parlato per ragioni di prossimità geografica — nel 2016 se ne parlava molto, era probabilmente di moda — era l'ipotesi di un gasdotto attraverso la rete turca con una potenziale connessione a ovest verso l'Europa via TANAP o altri strumenti. Le speranze del 2016 erano collegate a un quadro di politica internazionale che poi, sia per quanto riguarda il processo di pace e le discussioni intorno a Cipro, sia per quanto riguarda le relazioni tra i centri di produzione in Israele e la Turchia, sono oggi sostanzialmente sospese.

La seconda caratteristica saliente di quest'area è l'esistenza in Egitto di impianti di liquefazione oggi non utilizzati, proprio perché l'Egitto si vedeva come Paese esportatore di gas, quindi pronto a liquefarlo per venderlo a terzi, e poi si è trovato nella condizione di dover alimentare una domanda interna straordinariamente crescente. Quindi questi impianti sono in prossimità geografica e a disposizione.

Questi impianti hanno due caratteristiche su cui dobbiamo riflettere: hanno delle capacità massime utili che possiamo utilizzare; sono due impianti, uno a Damietta, veramente prossimo, e uno molto più a ovest, a Idcu. La loro capacità combinata è nell'ordine dei 15 miliardi di metri cubi. In questo momento, uno dei processi di politica estera energetica in atto nella regione è proprio il lancio in Egitto di un « Gas forum regionale », che dovrebbe aiutare a creare le condizioni per facilitare questo processo.

Dal punto di vista italiano ed europeo dobbiamo fare una doppia considerazione. La prima considerazione è sui limiti in termini di capacità: l'attivazione di questa rotta lascerebbe disponibili all'esportazione volumi molto significativi, addirittura la metà o due terzi dei volumi attualmente disponibili. La seconda caratteristica che dobbiamo inserire nella nostra analisi è, una volta liquefatto, dove va quel gas. Abbiamo fatto la considerazione prima che il gas liquefatto sulle navi va dove lo portano le condizioni di mercato, va dove lo portano i prezzi: se i prezzi sono remunerativi in Asia, quella nave non verrà in Italia, non andrà in Spagna o in Francia, ma andrà in Asia.

Ecco che nei Paesi della regione, dal 2013 in avanti, emerge il desiderio di valutare un progetto di interconnessione via *pipeline*, le cui caratteristiche sono due. La prima l'ho già evocata: è un progetto complementare alle rotte esistenti; la seconda caratteristica, essendo un progetto via *pipeline*, è quella di garantire una connessione stabile nel tempo e sicura tra i centri di produzione e i centri di consumo.

L'ultima ipotesi che citiamo è quella dello sviluppo di un nuovo progetto di liquefazione a Cipro. Ad oggi, questo progetto, che si chiama Vassilikos, è studiato con costi annunciati per essere superiori a quello della connessione via *pipeline*.

Ultimo punto (mi avvio alla conclusione, vi ringrazio del tempo che mi avete dedicato e sono certamente disponibile alle vostre domande): qual è il contributo che oggi Edison vuole dare a questo quadro. È un contributo che ha la caratteristica del-

l'organicità della soluzione, cioè un mosaico di progetti che combini la diversificazione delle rotte per le forniture esistenti, che ci consenta di collegare direttamente l'Italia alla frontiera turco-greca per essere il mercato di destinazione di quei volumi che la Russia porterà direttamente verso sud; ma soprattutto la connessione tra questo modello di sviluppo, che è naturalmente più semplice perché si tratta di una grande parte *on shore* e perché avrebbe a che vedere con una fonte di gas esistente, con il grande progetto di collegare l'Italia ai centri di produzione del Mediterraneo dell'est.

Dal 2013 con la Commissione europea è stato fatto prima uno studio di pre-fattibilità e di fattibilità, oggi è un progetto di interesse comune, cioè ha la caratteristica di priorità strategica europea e ha ricevuto 36,5 milioni di euro dal bando *Connecting Europe Facility*. Non sono contributi a fondo perduto, sono cofinanziamenti, per cui i promotori del progetto cofinanziano al 50 per cento le attività di sviluppo. Questa è una piccola occasione anche per le imprese italiane che parteciperanno ai bandi.

Oggi in Israele si riuniscono Israele, Grecia e Cipro con la presenza e il forte segnale di supporto delle autorità americane, per una dichiarazione in cui sostengono questo progetto e invitano a un suo sviluppo accelerato, che ha come sua destinazione naturale l'Italia, perché è un progetto che ha una scala e una complessità che non si giustificerebbero diversamente dall'arrivo sul mercato italiano.

Un'aggiunta che è doveroso fare è che le infrastrutture sono fenomeni complessi: la nostra storia di sviluppo infrastrutturale ha la caratteristica di un rapporto con le comunità locali che è stato nel tempo particolarmente fluido. Ad oggi, riteniamo che questo consenta con fiducia di avviare tutti i procedimenti tecnici perché sia la rotta Poseidon, che aspetta dal Ministero dello sviluppo economico il via libera per fare il primo test di mercato, in cui davvero verificare le opportunità industriali che si aprono per il Paese su questa rotta, sia la lotta East-Med, che poi richiederà all'Italia



di partecipare a questo processo internazionale, possano progredire con velocità.

East-Med è un progetto a monte del quale ci sono risorse disponibili, un progetto che ha elevate complessità tecniche, nessuna delle quali non è già stata oggetto di una decisione finale di investimento. Insisto su questo punto per essere chiaro: gli studi tecnici che abbiamo iniziato e che oggi dobbiamo concludere con l'ingegneria di dettaglio, che è il contenuto del nostro lavoro insieme con la Commissione europea, ci hanno confermato che la profondità, i livelli di salita e di discesa sono complessità tecniche che altre infrastrutture hanno già superato: quindi il progetto si è confermato come progetto fattibile.

Dal punto di vista dei costi ha una scala di costo molto elevata. Lo studio di fattibilità ha fissato questa scala di costo tra i 5 e i 7 miliardi di euro. Vi ricordo che il corridoio TANAP-TAP ha avuto costi nell'ordine della ventina di miliardi di dollari per una catena analoga dal punto di vista dei volumi, cioè di 10 miliardi di metri cubi; il terminale di liquefazione di Vassilikos, cioè l'opzione di evacuazione via gas naturale liquefatto da Cipro, ha annunciato costi fino a 10 miliardi di dollari.

Stiamo parlando quindi di un'infrastruttura che ha certamente una mole di impegno rilevante, ma che va secondo noi approfondita nel dettaglio per arrivare a verificarne effettivamente la potenziale competitività, perché questa catena logistica potrebbe essere una delle principali opzioni da un lato di sicurezza, dall'altro di competitività delle nuove forniture italiane, e lasciatemi dire, visto che siamo in Commissione esteri, che il ruolo italiano nell'analisi e nel potenziale sviluppo di questa infrastruttura altro non fa che confermare il peso necessario che l'Italia ha in questa regione anche dal punto di vista dello sviluppo delle politiche energetiche.

Parlando della sua visione sulla politica energetica Churchill diceva che «c'è una cosa di cui le politiche energetiche hanno bisogno: *variety and variety alone*». Ebbene, il primo elemento di varietà per mantenere la competitività e la sicurezza del nostro sistema è uno sguardo sui Balcani e

sul Mediterraneo. Quindi sono particolarmente felice che questa Commissione stia affrontando questo tema che ci sembra determinante.

Vi ringrazio molto per la vostra attenzione.

**PRESIDENTE.** Grazie a lei per questo prezioso contributo alla nostra indagine conoscitiva.

Do la parola ai colleghi che intendano intervenire per porre quesiti o formulare osservazioni.

**CRISTIAN ROMANIELLO.** Grazie, presidente. Volevo ringraziare il dottor Margheri per la relazione e per la disponibilità a questa audizione che, come evidenziato dalla Presidente Grande, è stata di grande apertura. Mi fa piacere avere appreso dati che sono molto utili all'approfondimento di questa indagine e che ovviamente ci riserviamo di approfondire ulteriormente.

La domanda che vorrei porle riguarda i cambiamenti climatici: tema estremamente importante per il pianeta, che sta diventando sempre più incidente anche nell'opinione pubblica e ritengo debba essere un punto principale sia a livello politico nel nostro Paese e in generale del mondo, sia a livello industriale.

Sappiamo dall'*Intergovernmental Panel on Climate Change*, il massimo consesso mondiale di esperti sul clima, che l'obiettivo che dovranno perseguire è quello della riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> del 45 per cento entro il 2020, l'anno prossimo. È un obiettivo molto difficile, forse non realizzabile ad oggi, e mi ha fortemente colpito la vostra attenzione per l'ambiente anche sul tema del *climate change* e del *global warming*.

Mi chiedo se un obiettivo come il vostro, quello di raggiungere il 55 per cento di produzione da energie rinnovabili entro il 2030, non sia poco ambizioso, se ci sia un piano per essere più ambiziosi in questo senso, perché sappiamo che i combustibili fossili sono responsabili per il 75,2 per cento delle emissioni di gas a effetto serra, quelle che causano l'aumento della temperatura globale. Quindi la mia domanda è se

stiate considerando dei piani per essere ancora più competitivi sulla produzione di energie rinnovabili. Grazie.

PIERO FASSINO. Grazie per questa relazione molto esaustiva. Vorrei sapere in che relazione sta il progetto East-Med con il progetto TANAP-TAP, perché quest'ultimo con la realizzazione del gasdotto che dovrebbe approdare in Puglia è uno degli investimenti fondamentali su cui abbiamo investito in questi anni come Paese, con tutte le battaglie complicate per far arrivare il gasdotto in Puglia. Il problema è capire che rapporto c'è tra East-Med e l'altro progetto.

Secondo: rispetto alle previsioni di fabbisogno che l'Italia avrà nei prossimi anni, quanto verrebbe coperto dalla realizzazione dell'East-Med, cioè in termini percentuali cosa rappresenterebbe?

Terzo: non sfugge a nessuno che il progetto East-Med si realizzerebbe in un'area geopolitica caratterizzata da un alto livello di instabilità e di conflittualità, basti guardare la cartina geografica. Il progetto fa leva infatti su una collaborazione tra Israele e Cipro: non sfugge a nessuno che l'area da cui partirebbe questo progetto è un'area che per le vicende siriane, le vicende libanesi, la Striscia di Gaza è ad elevato livello di conflittualità, quindi come si pensa di affrontare questo tema? È chiaro che non lo risolve nessuna azienda che si occupa di energia, però, nel momento in cui ci si propone di realizzare il progetto, il problema della sicurezza e della stabilità del progetto è fondamentale; e non c'è dubbio che quella è un'area delicata, anche solo Cipro che è un'isola divisa in due, e l'altra parte è della comunità turco-cipriota, e la Turchia è direttamente interessata a TANAP-TAP. Quindi c'è una serie di problemi non semplicissimi.

PAOLO FORMENTINI. Intanto ringrazio per la chiarezza dell'esposizione e soprattutto per la passione che è trapelata dalle parole nella difesa dell'interesse nazionale, che condividiamo appieno. Sull'East-Med c'è stata a dicembre scorso una dichiarazione del vicepremier Salvini du-

rante la visita in Israele, che si è dichiarato assolutamente favorevole: è un progetto che va sostenuto con forza e anche velocemente. Non sfugge a nessuno che già entro marzo si doveva giungere alla firma, ma adesso i tempi sembrano prolungarsi; sono vere le osservazioni del collega Fassino, ma anche per questo è importante la presenza geopolitica del nostro Paese in quell'area, quindi massimo appoggio alla diversificazione energetica, sia delle fonti che delle rotte.

Una curiosità: il gas liquefatto rigassificato è competitivo come costi rispetto al gas trasportato tramite gasdotti?

PRESIDENTE. Do la parola al nostro ospite per la replica.

MARCO MARGHERI, *vice presidente esecutivo Edison S.p.A.* Intanto vi ringrazio per queste domande, che mi consentono di approfondire alcuni aspetti.

Innanzitutto, onorevole Romaniello, noi condividiamo appieno che l'asse di pivotaggio del sistema energetico non possa che essere la lotta al cambiamento climatico. Nel mondo più vasto degli Obiettivi di sostenibilità (la Presidente Grande citava la nostra politica di sostenibilità, che indirizza tutti i diciassette *Sustainable Development Goals* approvati dall'ONU) il compito principale del sistema energetico è di partecipare alla sfida mondiale sulla lotta al cambiamento climatico.

L'obiettivo a cui facevo riferimento, il 50 per cento di crescita delle fonti rinnovabili, non è l'obiettivo di Edison, è l'obiettivo che il Governo ha dato all'intero settore. Edison ha un suo obiettivo, che ha pubblicato nello scorso anno, arrivare entro il 2030 al 40 per cento di presenza di fonti rinnovabili nel nostro portafoglio, e abbiamo l'ambizione di costruire le politiche di investimento necessarie a conseguirlo. Ai vostri colleghi della Commissione attività produttive la settimana ventura l'amministratore delegato di Edison parlerà del Piano energia clima e del piano di investimenti che noi intendiamo costruire.

Se lo guardiamo da un punto di vista di sistema, c'è certamente un'equazione di

lungo termine volta al conseguimento della sostenibilità climatica piena, quello che l'Europa chiama, nella sua *long term strategy, net zero emission*, dove *net* vuol dire non un sistema a emissioni zero, ma un sistema che produce zero impatto grazie alla combinazione tra le poche emissioni che potranno rimanere, la cattura delle emissioni e meccanismi tecnologici innovativi. Sul 2050 quindi la strada è segnata e per il 2050 il sistema dovrà godere della vasta maggioranza di produzione attraverso le fonti rinnovabili e di un contributo del gas, che resterà necessario alla tenuta del sistema in chiave flessibile, ma dovrà combinarsi in termini di gas rinnovabile, in termini di *power to gas*, cioè l'idrogeno, con una revisione complessiva del sistema.

La nostra riflessione però è che si deve partire oggi, e per partire oggi dobbiamo servire un mercato, per esempio quello italiano, che ha bisogno di condizioni sicure e competitive proprio perché è un'economia manifatturiera. Dobbiamo costruire una politica adattativa nel tempo, in cui fare delle fotografie frequenti: quindi, da questo punto di vista, il processo europeo in cui si inserisce il Piano nazionale energia clima è un processo sacrosanto, perché imporrà una pianificazione con intervalli irregolari, e fare regolarmente la miglior la miglior fotografia possibile.

Nella fotografia che facciamo oggi — che fa il Piano energia clima, non la Edison — l'obiettivo del 55 per cento di rinnovabili appare un obiettivo percorribile, ma molto ambizioso. Giusto per citare un dato, stiamo pensando di triplicare i volumi solari, l'eolico, stiamo pensando a 55 gigawatt di nuovo solare da installare in termini di spazi, e questa sarà una straordinaria sfida per il Paese. Certamente troverà Edison tra coloro che cercheranno tutte le soluzioni per massimizzare questa filiera, ma noi riteniamo che questa filiera sia proprio abilitata dalla combinazione con un sistema gas competitivo, perché la prima fotografia che dobbiamo fare è proprio quella di cogliere le opportunità che stanno più in basso.

Cogliere l'opportunità di spiazzare il carbone nella generazione elettrica e l'olio

quanto possibile nel trasporto pesante marittimo è l'opportunità essenziale per il Paese, perché non solo contribuisce all'obiettivo di riduzione delle emissioni con politiche unitarie e di grande valore, cioè non facili, ma pianificabili, ma contribuisce anche a spiazzare già oggi quei combustibili che, oltre a un impatto dal punto di vista climatico, hanno anche un impatto in termini di inquinanti locali.

Spero di averle risposto: la soluzione dal nostro punto di vista non può prescindere da fotografie costanti in cui prendere tutte le opzioni più avanzate disponibili. Un ultimo esempio è quello della mobilità, dove la mobilità elettrica è certamente la stella polare verso cui andremo e verso cui bisogna andare (lo stiamo facendo anche noi tra tanti operatori) nel trasporto urbano. Sul fronte del trasporto pesante, che in Italia ha tante implicazioni, e del trasporto marittimo, che nel Mediterraneo ha tante implicazioni ambientali, oggi la soluzione disponibile è il gas liquefatto, non c'è una soluzione elettrica ad oggi disponibile, quindi non possiamo permetterci di non cogliere questa opportunità e di costruire delle politiche che si evolvano nel tempo.

Onorevole Fassino, East-Med/TANAP-TAP, prima domanda. I due progetti dal nostro punto di vista hanno un primo elemento di complementarietà che è temporale: East-Med è un progetto, il TAP è un gasdotto, cioè siamo vicini a considerare il TAP (tanto che l'abbiamo inserito tra le fonti esistenti del Paese) una catena che sta già importando gas. Questa catena nasce a oltre 3 mila chilometri di distanza, a Baku, ed è costruita per poter collegare l'Italia al Caspio e a volumi potenzialmente successivi.

L'East-Med nasce con 10 miliardi di metri cubi di prima capacità, è un'infrastruttura che potrebbe portarne 20 con grande rapidità (fondamentalmente devono cambiare pochi elementi della configurazione), li porta a ovest della Grecia per collegarsi direttamente all'Italia.

Come dicevo, la prima complementarietà è dal punto di vista temporale, la seconda complementarietà è dal punto di vista delle fonti, perché i bacini a cui TANAP-

TAP e East-Med fanno riferimento sono bacini diversi e tra loro non interconnessi. Quindi noi vediamo tra East-Med e TANAP-TAP una sequenzialità che non crea antinomie, anzi l'arrivo delle due infrastrutture in zone vicine permette una sinergia sull'infrastruttura di evacuazione in Italia. Vi ho detto che da clienti prospettici del TAP abbiamo osservato con attenzione il dibattito intorno a questa infrastruttura nel suo punto di atterraggio: la nostra storia con la comunità locale di Otranto è di segno molto differente, Otranto e l'atterraggio del TAP sono a 20 chilometri di distanza.

Stiamo parlando di utilizzare sinergicamente lo sforzo che il Paese ha fatto per attivare questa dorsale e questa connessione per collegare in quella zona anche una fonte ulteriore, quindi noi vediamo certamente una sinergia che può mantenere un bilanciamento geografico in Italia delle fonti, lasciando al sud l'arrivo di volumi consistenti e competitivi.

Per quanto riguarda i volumi le ho risposto: la configurazione di partenza è quella di 10 miliardi di metri cubi, è di qualche settimana fa la notizia di ulteriori scoperte nella zona di Cipro, non possiamo certamente escludere che nello sviluppo di questo progetto ci siano delle opportunità di incremento. L'infrastruttura oggi può essere configurata per arrivare fino a 20 miliardi di metri cubi.

Se prendiamo la rilevanza sul parco di consumo nazionale, partiamo anche qui dal Piano energia clima così ci atteniamo a un riferimento e a una previsione governativa: se nel 2030 parliamo di 60 miliardi di metri cubi, stiamo parlando di un sesto dei consumi nazionali.

Passiamo al tema, che lei ha molto correttamente sollevato, dell'area geografica critica. Questo è un tema addirittura qualche volta bloccante nella regione, però è anche la sfida più straordinaria dal punto di vista energetico, perché è la prima volta che una catena energetica non può formarsi in una chiave puramente bilaterale, deve includere una pluralità di soggetti. Il gasdotto è costruito (mi autodenuncio, non le do una risposta esaustiva con questo) per non passare in acque contese, è un'infra-

struttura concepita per non essere un'infrastruttura di conflitto. Dopodiché è certamente naturale che anche i partner regionali debbano trovare una visione convergente sulla possibilità di avere un beneficio da questa infrastruttura. Il diritto internazionale è sempre stato rispettato nella regione (penso alle interconnessioni elettriche), garantendo la possibilità già oggi prevista di installare infrastrutture di collegamento, quindi c'è un quadro in cui lo sviluppo del gasdotto può proseguire.

Mi lasci dire che è certamente necessario che si crei quel livello di supporto politico e di convergenza istituzionale perché un'iniziativa di questa scala non trovi un'opposizione irrinunciabile da nessuna delle parti in causa. Mi permetta solo di evidenziare che se Poseidon e East-Med si completeranno l'un l'altro, cioè se entrambe le iniziative si realizzeranno, questo consentirà all'intera regione interconnessa (saranno interconnesse la Turchia, la Grecia, la Bulgaria e la Repubblica della Macedonia del Nord, oltre all'Italia) di approfittare di queste interconnessioni per l'acquisto, con contratti virtuali o fisici, di tutte le fonti possibili: cioè in questa configurazione il gas delle fonti israeliane e cipriote attraverso la Grecia può essere anche venduto ad altri Paesi della regione. Questo in parte indirizza la necessità di cercare benefici per tutti.

Onorevole Formentini, la ringrazio per aver ricordato il sostegno che è stato dato al progetto. Consapevoli che la politica ha un suo calendario, riteniamo però che sia importante che le istituzioni — il Parlamento certamente, il Governo e le nostre istituzioni di tutela — sostengano questo progetto e lo sostengano in un calendario possibile. Ho provato a dimostrarvi con i dati di quello che sta succedendo nei Balcani che il tempo e il calendario sono elementi rilevanti: quando nei Balcani si concludessero i percorsi di gara attualmente in corso, la rotta balcanica diventerebbe un processo difficilmente reversibile. Era un processo molto arretrato rispetto all'attività di sviluppo fatta sulla rotta verso l'Italia, ma in pochi mesi la rotta ha acquisito elementi di maggiore velocità.



Aspettiamo da molti mesi di poter attivare il test di mercato, comprendiamo che ci sono scelte che hanno bisogno del loro calendario, dopodiché questo calendario purtroppo sta in un contesto competitivo che si evolve con velocità.

Sulla competitività del GNL. C'erano storicamente delle *ratio* che dicevano: tot migliaia di chilometri conviene la *pipeline*, oltre conviene il GNL. Ma la tecnologia si evolve per tutti, l'efficienza tecnologica e realizzativa si evolve per tutti, il GNL ha acquisito nel tempo una competitività molto forte. Sono tuttavia infrastrutture (accanto a ogni catena GNL bisogna costruire le navi per portarlo) che hanno acquisito molta competitività, che restano catene dagli investimenti ingentissimi e, soprattutto ai fini di chi compra, cioè del mercato di destinazione, sono catene esposte a un mercato globale.

È quindi molto difficile comparare un metro cubo venduto attraverso una *pipeline* e un metro cubo venduto attraverso una catena di GNL nel tempo. Possiamo compararlo oggi, possiamo vedere oggi quali sono i differenziali, possiamo provare a stabilire quale sarà il differenziale nel-

l'anno Y, ma dobbiamo sapere che la competitività di una catena di GNL nel lungo periodo dipenderà invariabilmente dalle condizioni dei sistemi energetici di tutti i Paesi consumatori.

Le politiche cinesi, le politiche giapponesi, le politiche coreane influiranno sui prezzi mondiali del GNL con un livello di concorrenza che incorporeremmo se il nostro prezzo del gas fosse esposto integralmente. Naturalmente non è così perché, come abbiamo visto, in Italia il sistema gas si è costruito con un sistema sicuro, diversificato, bilanciato tra GNL e soprattutto Gas *pipe*. Grazie.

PRESIDENTE. Se non ci sono altre domande, ringrazio i nostri ospiti per le interessanti informazioni e per la documentazione che ci hanno consegnato, di cui autorizzo la pubblicazione in allegato al resoconto della seduta odierna (*vedi allegato*). Dichiaro conclusa l'audizione.

**La seduta termina alle 16.25.**

---

*Licenziato per la stampa  
il 28 maggio 2019*

---

STABILIMENTI TIPOGRAFICI CARLO COLOMBO

ALLEGATO



CAMERA DEI DEPUTATI - COMMISSIONE AFFARI ESTERI E COMUNITARI

**INDAGINE CONOSCITIVA SULLA POLITICA ESTERA ENERGETICA  
DELL'ITALIA TRA CRISI REGIONALI E ROTTE TRANSCONTINENTALI**

**MARCO MARGHERI**

Vice Presidente Esecutivo Sostenibilità, Istituzioni e Regolazione

## 1 EDISON: UN ATTORE ESSENZIALE DELLA TRANSIZIONE ENERGETICA ITALIANA DA SEMPRE PROTAGONISTA DELL'ENERGIA NAZIONALE

- Terzo operatore per capacità elettrica installata (6,6 GW, di cui circa 2 GW rinnovabili)
- Secondo importatore di gas (22% import nazionale)
- Principale importatore di GNL in Italia
- 1,5 milioni di clienti dei mercati finali (elettrico e gas)
- 5.300 dipendenti



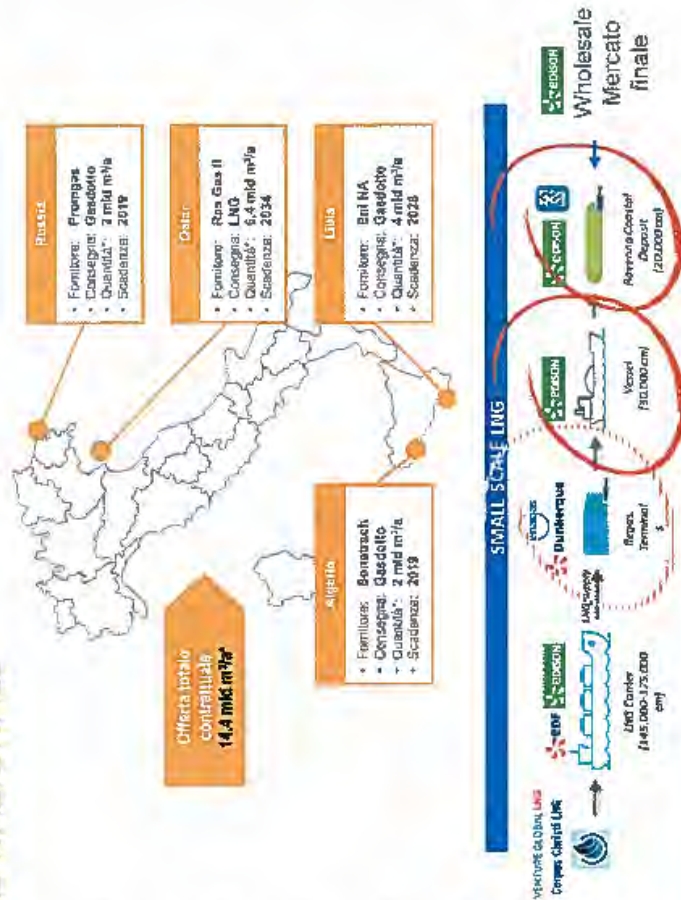
La storica centrale idroelettrica "Bertini", in esercizio dal 1898

**Edison nel triennio 2019-2021 investirà circa 2 miliardi di euro, oltre il 90% dei quali in Italia, per supportare la transizione energetica del Paese**



## 2 IL RUOLO DI EDISON NELL' APPROVVIGIONAMENTO ITALIANO PLAYER STRATEGICO DEL SISTEMA GAS NAZIONALE

- Edison fornisce all'Italia 14,4 miliardi di metri cubi da un portafoglio diversificato (3 contratti pipe, 1 GNL)
- Per il futuro Edison ha già sviluppato nuove soluzioni di fornitura:
  - Edison ha rilevato un contratto di gas dall'Azerbaijan per 1 miliardo di metri cubi di gas naturale;
  - Edison ha firmato con Venture Global un contratto per 1,4 miliardi di metri cubi di GNL americano;
  - Edison sta investendo per l'avvio in Italia della mobilità sostenibile, attraverso la prima catena logistica integrata di GNL Small Scale. Per questo è stato avviato l'investimento da 100 milioni di euro per un deposito costiero nel porto di Ravenna che entrerà in esercizio nel 2021.



Un portafoglio competitivo e diversificato a supporto della transizione energetica

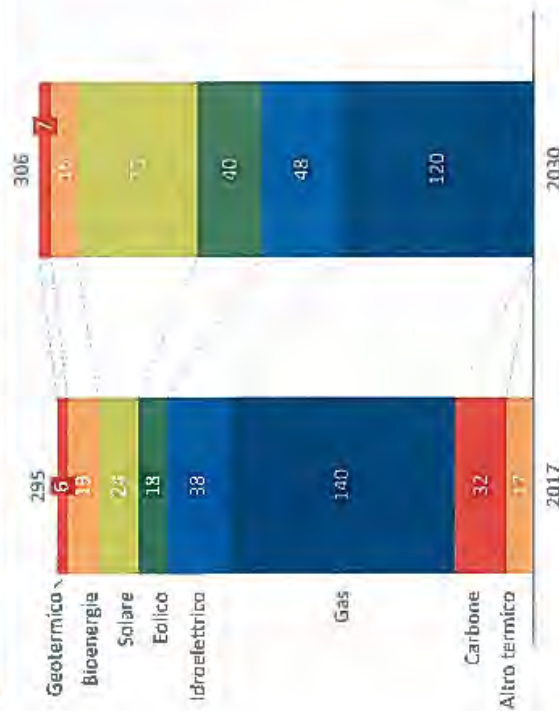


1. Fonte: MISE – DSSAIE, dati pre-consumativi 2018



### 3 | PIANO NAZIONALE ENERGIA E CLIMA L'EVOLUZIONE DEL MIX DI GENERAZIONE ELETTRICA

Evoluzione del mix italiano (TWh)

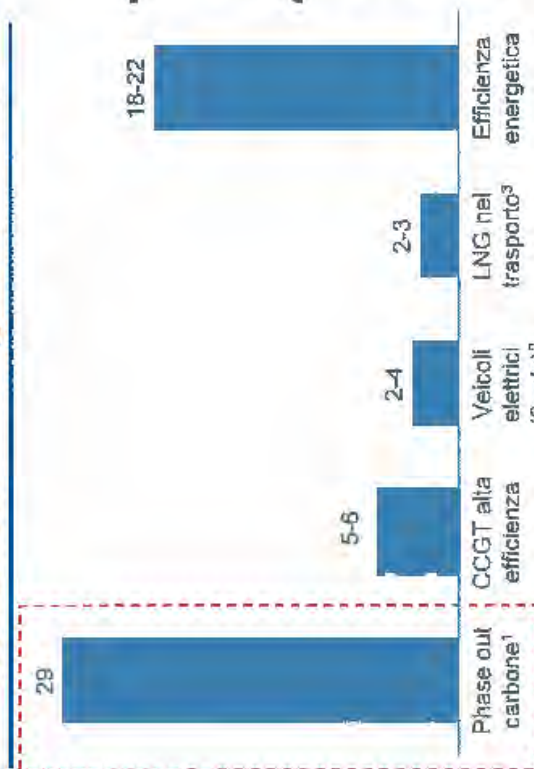


- Con un target del 55% di quota rinnovabile al 2030, l'Italia si è data obiettivi chiari e ambiziosi. Per raggiungerli, sono necessari: i. una politica di sostegno alle rinnovabili; ii. una generazione a gas flessibile e ad alta efficienza, essenziale per la stabilità del sistema; iii. Lo sviluppo di mercati aperti e competitivi grazie alla digitalizzazione
- Una tappa fondamentale del percorso della transizione è rappresentata dal completamento del phase-out della generazione a carbone, previsto entro il 2025.

**Per garantire il raggiungimento degli obiettivi del PNIEC è necessario completare il phase out e conseguire un approvvigionamento di gas utile a garantire sicurezza e competitività del sistema**

## 4 | PIANO ENERGIA E CLIMA, OBIETTIVI AMBIZIOSI E CONDIVISIBILI IL CONTRIBUTO DELLA GENERAZIONE A GAS ALLA RIDUZIONE DELLA CO<sub>2</sub>

### Riduzione emissioni @2030 (Milon/anno CO<sub>2</sub>)



▪ Nel 2017 le 8 centrali a carbone attive in Italia hanno prodotto il 10% dell'elettricità consumata nel Paese, contribuendo tuttavia a circa il 30% delle emissioni del settore.

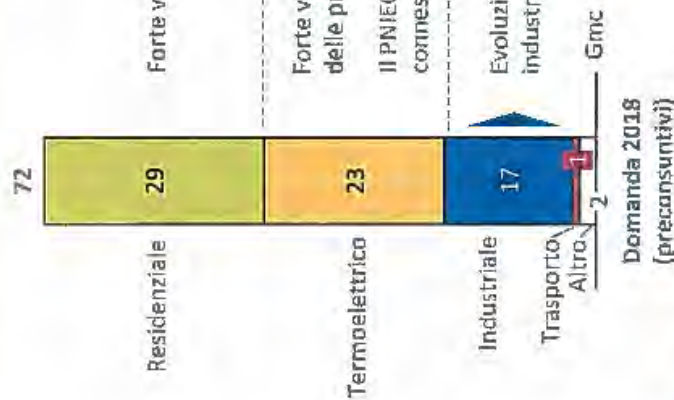
▪ Il phase-out del carbone rappresenta la più incisiva scelta di policy per la riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>. A questo si aggiunge un importante contributo del gas naturale, di per sé strumento di decarbonizzazione, grazie all'utilizzo dell'LNG nei trasporti e all'alta efficienza dei nuovi impianti di generazione.

**Appare necessario il contributo convergente di tutte le misure nonché un calendario stringente che colga da subito le opportunità**

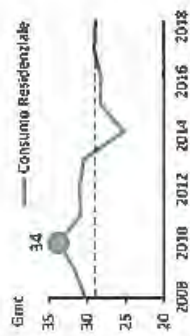


1. Fonte: Terna, dato riferito al 2017. 2. Ricarica veicoli elettrici con mix energetico al 2030; 1,4 milioni elettrici puri, 4,6 milioni hybrid plug-in.  
3. Marittimo e terrestre. 4. Equivalenti a 9,6 Mtep riduzione consumi annuali previsti dal PNIEC

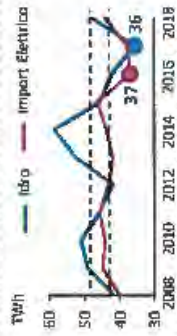
## 5 | IL SISTEMA GAS ITALIANO UNO SGUARDO SULLA DOMANDA



Forte variabilità in funzione delle condizioni climatiche



Forte variabilità in funzione delle importazioni di energia elettrica, delle produzioni idroelettriche e delle altre fonti rinnovabili



Il PNIEC prevede 3 GW di nuova capacità a gas (di cui circa il 50% connesso al Phase-Out del Carbone entro il 2025)

Evoluzione in funzione della crescita economica (per molti settori industriali il gas è una fonte insostituibile)

**Il PNIEC prevede una domanda di 60 Gmc al 2030, in combinazione con phase-out del carbone e successo delle politiche di efficienza energetica e fonti rinnovabili**



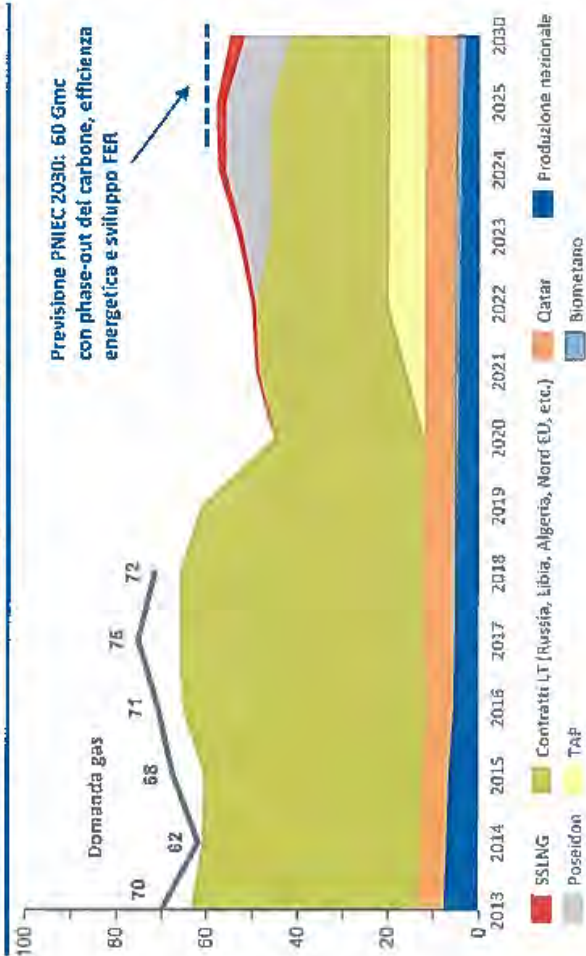
Fonte: Snam, elaborazioni Edison



## 6 IL SISTEMA GAS ITALIANO

### UNA LEVA SICURA E DIVERSIFICATA DI SVILUPPO SOSTENIBILE

#### Evoluzione fonti di approvvigionamento gas lungo termine (Gmc/anno)



- Verso il 2030 è necessario che venga soddisfatta la domanda prevista dal PNIEC con forniture sicure, diversificate e competitive.
- Saranno necessari rinnovi contrattuali e/o nuovi contratti, accompagnati dal necessario adattamento del sistema infrastrutturale per intercettare le nuove opportunità di importazione (nuove rotte e nuove forniture)

**Per il conseguimento degli obiettivi PNIEC è necessario lo sviluppo di almeno un'infrastruttura  
addizionale di importazione da fonti competitive e diversificate**





## 7 | L'ITALIA NON È UN'ISOLA: LE ATTUALI ROTTE DI IMPORTAZIONE UN CONTESTO IN EVOLUZIONE

**Europa del Nord:** riduzione della produzione olandese e stabilità della produzione in Norvegia; Evoluzione del Sistema Tedesco con possibile attivazione del Nord Stream 2 dalla Russia.

**Russia:** scadenza dei contratti di transito ucraino alla fine del 2019; la rotta rappresentata ad oggi l'asse principale di fornitura verso l'Italia (primo paese di destinazione del gas di transito dall'Ucraina).

**Rotte meridionali:** costante crescita dei consumi interni dei paesi produttori accompagnata da una revisione delle politiche di export. In apertura il 'Corridoio Sud' proveniente dall'Azerbaijan.

**Forniture di GNL:** approvvigionamento attraverso contratto Edison LT con il Qatar e altre forniture SPOT; processo di globalizzazione del mercato di GNL con forte esposizione all'Asia



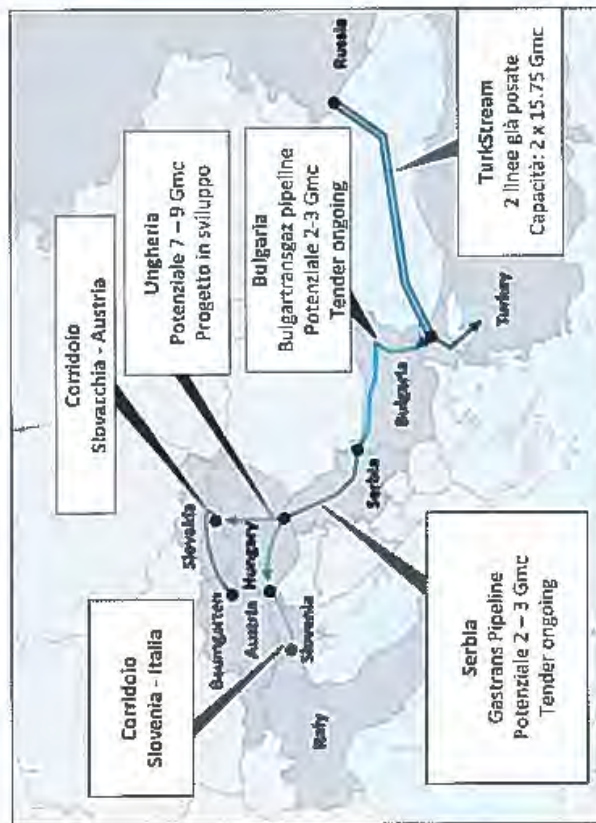
**Il sistema infrastrutturale deve accompagnare l'evoluzione del contesto internazionale e cogliere le opportunità**



**EDISON**

Nel 2018, l'Italia ha importato 67,872 Gmc. Di seguito si riporta per ogni punto di entry il dettaglio dei volumi importati 2018 ed il massimo storico: i. Tarvisio 29,688 Gmc (30,265 Gmc, 2013); Mazara del Vallo 17,095 Gmc (25,945 Gmc, 2010); Passo Gries 7,760 Gmc (15,693 Gmc, 2008); da Gela 4,467 (9,871 Gmc, 2008). Fonte: MISE – DGSAIE.

## 8 L'ITALIA NON È UN'ISOLA: COME SI MUOVONO I BALCANI QUALI IMPATTI PER LE FORNITURE ITALIANE



Fonte: elaborazione Edison su dati Energy Community, Bulgartansgaz, IEA, Interfax.

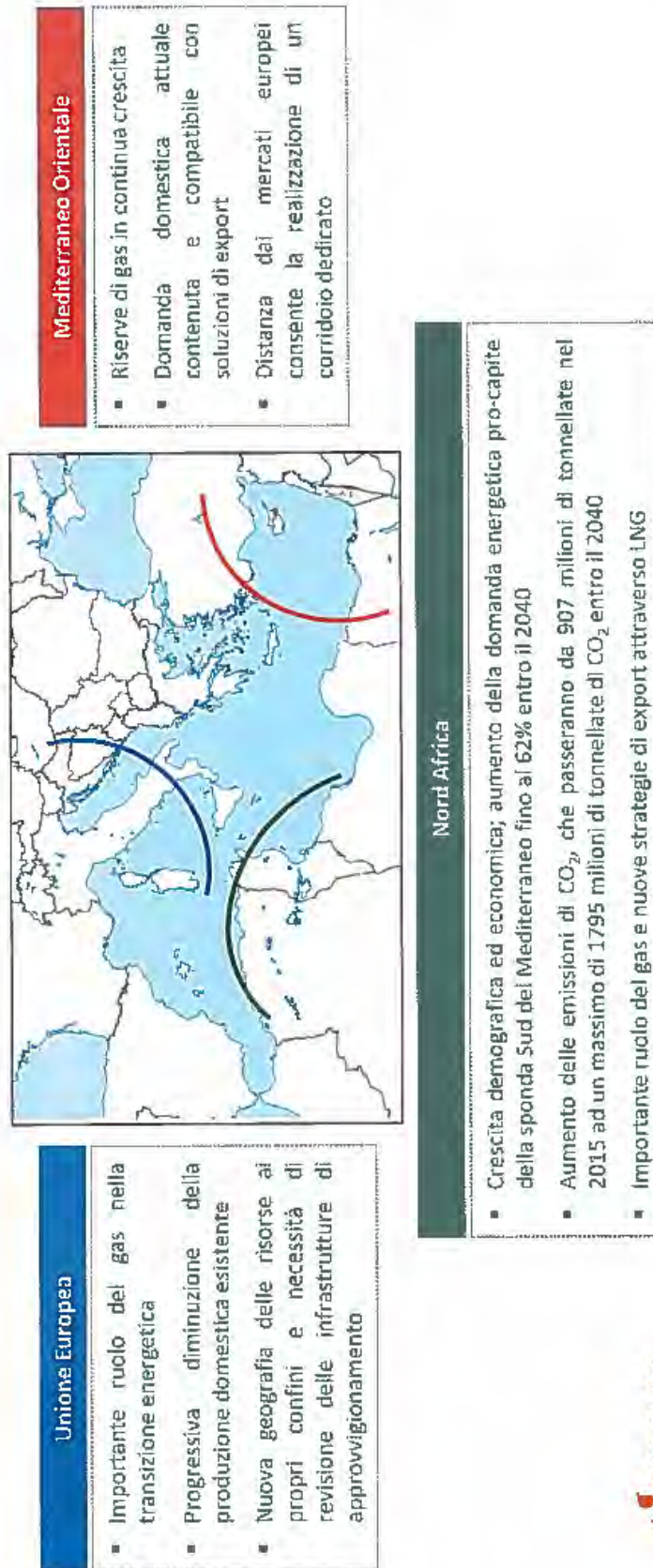


**Forte accelerazione delle iniziative dei paesi balcanici per consolidare lo sviluppo di un nuovo corridoio per forniture russe alternativo a rotta italiana**

- **Security of supply:** attraversamento di diversi paesi consumatori; limitati volumi per il sistema italiano, e solo in caso di completamento della rotta fino all'Austria.
- **Competitività:** in accordo alle informazioni pubbliche disponibili, sono previsti costi realizzativi superiori ad un'infrastruttura diretta al mercato italiano.
- **Ruolo italiano:** I paesi ospitanti contribuiscono in modo determinante alle scelte di carattere commerciale e realizzativo.



## 9 | L'ITALIA NON È UN'ISOLA: IL MEDITERRANEO TRA CRESCITA DEMOGRAFICA E RISCHI DI INSTABILITÀ GEOPOLITICA



1. Fonte: OME, Mediterranean Energy Perspectives 2018



# 10 | IL MEDITERRANEO ORIENTALE UNA NUOVA FONTE PER L'EUROPA



**Risorse di gas scoperte: 4.000 Gmc**  
**Stima risorse ancora da scoprire: fino a 8.500 Gmc**

| Paese   | Giacimento   | Gmc     | Scoperta | Status     |
|---------|--------------|---------|----------|------------|
| EGITTO  | Zohr         | 850     | 2015     | Produzione |
|         | Altro Egitto | TBC     | 2018     | Scoperta   |
| CIPRO   | Glaucus      | 142-227 | 2019     | Scoperta   |
|         | Aphrodite    | 100-170 | 2011     | Scoperta   |
|         | Calypso      | 100-180 | 2018     | Scoperta   |
| ISRAELE | Leviathan    | 605-790 | 2010     | Sviluppo   |
|         | Tamar        | 290-380 | 2009     | Produzione |
|         | Karish       | 70-76   | 2013     | Sviluppo   |
|         |              |         |          |            |

Circa 30 Gmc disponibili per l'export

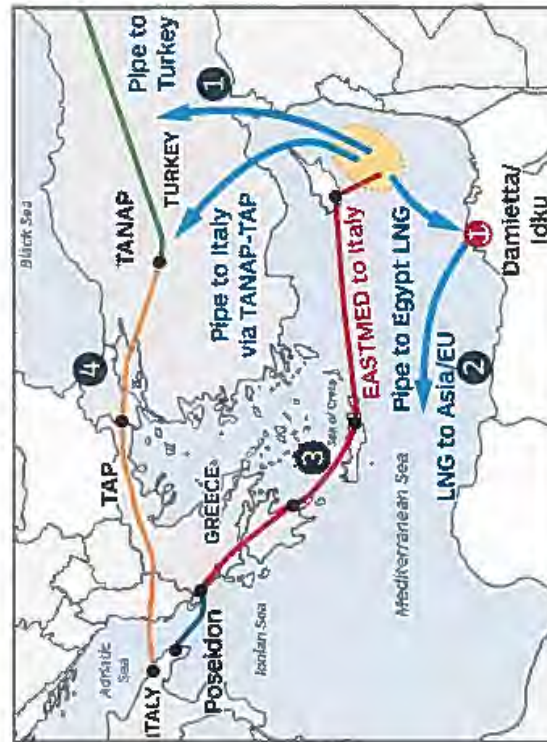


Fonte: elaborazione Edison su base dati interni IHS, OME, ExxonMobil



## 11 LE OPZIONI DI ESPORTAZIONE DAL MEDITERRANEO ORIENTALE VERSO UN MODELLO REGIONALE CON PIU' SOLUZIONI

1. Gasdotto verso il mercato turco con potenziale estensione verso l'Europa (4).
2. Utilizzo degli impianti GNL esistenti in Egitto verso il mercato europeo o asiatico, secondo le condizioni di mercato.
3. Il gasdotto EastMed verso l'Italia e l'Europa con elevata sicurezza delle forniture.
4. Utilizzo degli impianti GNL esistenti in Egitto verso il mercato europeo.
5. Realizzazione di un terminale di liquefazione onshore a Cipro.



**EastMed rappresenta un'opzione di importazione gas in Europa affidabile e complementare alle vie di export dalla regione del Mediterraneo Orientale**



## 12 | LO SVILUPPO INTEGRATO DELLE NUOVE INFRASTRUTTURE UN SISTEMA DIVERSIFICATO NELLE ROTTE E NELLE FONTI DI APPROVVIGIONAMENTO

- Attraverso una diversificazione delle fonti e delle rotte, il sistema integrato EastMed - Poseidon permetterà l'accesso a gas naturale sicuro e competitivo, necessario alla sicurezza energetica europea e all'affidabilità del sistema gas italiano.
- La rotta gode del riconoscimento di Progetto di Interesse Comune, la massima priorità strategica europea. Lo sviluppo del sistema integrato ha ottenuto il sostegno dalla Commissione Europea con 36,5 milioni di euro per gli studi di fattibilità e per l'implementazione dell'attuale fase di sviluppo.
- Elevato riconoscimento istituzionale, grazie al concreto supporto dei governi promotori e dei partner internazionali.



**Il progetto costituisce un'opportunità strategica per il sistema Italia, garantendo un ruolo di interlocutore diretto con la regione mediterranea**





## 13 | UN PROGETTO COMPETITIVO IN ACCORDO CON IL TERRITORIO UN'OPPORTUNITÀ PER IL SISTEMA PAESE

- Lo sviluppo della rotta Poseidon, rispettando il calendario stringente del processo e avviando il Market Test richiesto al MSE, potrebbe:
  - Garantire dal 2023 un accesso «Mediterraneo», complementare e competitivo, per i volumi di gas disponibile nella regione.
  - Consolidare la leadership italiana nella Regione, rispetto alle rotte competitive.
- L'elevata e prolungata cooperazione con i Territori costieri sia in Italia che in Grecia ha permesso di:
  - Ottenere punti di approdo sviluppati in accordo alle indicazioni delle amministrazioni locali.
  - Sviluppare un progetto immediatamente cantierabile (servizi di passaggio acquisite tramite accordi bonari) con positive ricadute economiche e occupazionali.

Come è stato affrontato l'iter autorizzativo e quali sono stati i passaggi attraverso i quali si è giunti alla sua approvazione?

«Sin dall'inizio, le amministrazioni che mi hanno preceduto, si sono occupate di coinvolgere le comunità, con una pubblica assemblea di presentazione a cui hanno partecipato, oltre all'amministrazione Comunale, gli organi regionali e l'associazione Legambiente».

Tale processo sarà abitato in una ex discarica, che proprio per questo, sarà bonificata in itinere. La struttura, che impegna solo due ettari, esistente in una costruzione di poco più di 300 metri quadrati ed avrà intorno alcuni ex-otto fuochi, naturalmente nel passaggio creataleone».

Unipol  
4 marzo 2019

Qualifica

Il nuovo tavolo di lavoro è stato convocato il 20 marzo 2019, con l'obiettivo di avviare il processo di autorizzazione del progetto.

«L'impatto è stato contenuto al massimo  
Ora Otranto abbia il rispetto che merita»

Poseidon, grazie alla maturità acquisita, è l'opzione che permette di assicurare all'Italia una nuova rotta di approvvigionamento rispondendo alle richieste delle iniziative in corso nel Mediterraneo



## 14 | LO SVILUPPO DEL PROGETTO EASTMED UNA SOLUZIONE COMPETITIVA ED EFFICIENTE

Risorse

Disponibilità per l'export di circa 30 Gsmc di gas naturale nelle acque cipriote e israeliane

Complessità tecniche

Non differenti da quelle registrate da altre infrastrutture

Costo

Lo studio di fattibilità ha stimato i costi tra 15 e 17 miliardi di euro, a seconda delle configurazioni. Il costo è inferiore a quello stimato per nuovi impianti di liquefazione nella regione

Competitività

Complementare rispetto a opzioni di export via GNL. La lunghezza della catena logistica (1.900 km) risulta inferiore a quella di altri progetti ("Corridoio Sud")



La rotta può garantire all'Italia una fornitura sicura e competitiva, non esposta alla volatilità dei mercati internazionali e complementare ad altre soluzioni di export



\*18STC0053720\*





## **Pubblicistica selezionata**





Approfondimenti n. 6/febbraio 2020

**IL GASDOTTO TURKSTREAM:  
IMPORTANZA E PROSPETTIVE PER  
LA POLITICA ENERGETICA TURCA**

*Carlo Frappi*  
*Università Cà Foscari e ISPI*

Con il sostegno di



Compagnia  
di San Paolo



International  
Affairs



Il terzo incontro in meno di un anno tra il Presidente turco Recep Tayyip Erdogan e l'omologo russo Vladimir Putin, tenutosi a inizio gennaio 2020 a Istanbul, ha offerto l'occasione per l'inaugurazione del gasdotto TurkStream, nuova condotta *off-shore* nel Mar Nero, che rinsalda la cooperazione energetica tra la Turchia e il suo primo fornitore di gas e le conferisce una più ampia dimensione regionale – simbolicamente confermata dalla presenza del Primo ministro bulgaro Boyko Borisov e del Presidente serbo Aleksandr Vucic.

### ***La Turchia e la partita energetica nel Mediterraneo***

La cerimonia ha rappresentato il punto di arrivo di un percorso di cooperazione avviato con l'accordo intergovernativo per la realizzazione del gasdotto del 2016 e, al contempo, è una tappa intermedia di un progetto più ampio e ambizioso che vuol fare della Turchia uno snodo della distribuzione del gas alle porte dei mercati comunitari. Il progetto infrastrutturale si compone infatti di due segmenti paralleli – della portata ciascuno di 15,75 miliardi di metri cubi annui (Gmc/a) di gas – previsti per approvvigionare, rispettivamente, il mercato turco e i mercati dell'Europa centro-meridionale.

Mentre, dunque, la significatività del primo segmento – inaugurato in gennaio – va valutata essenzialmente in relazione alle strategie di tutela della sicurezza energetica nazionale turca, la portata del secondo – attualmente in fase di completamento – si inserisce e assume rilevanza in relazione alla più ampia e complessa partita energetica in corso nello scacchiere dell'Europa centro-meridionale e del Mediterraneo orientale. Partita che chiama in causa, da una parte, le strategie di proiezione di influenza turche verso un'area nella quale il paese ha evidentemente in gioco vitali interessi nazionali e, dall'altra, un complesso intreccio di dossier diplomatici che vanno dalle relazioni della Federazione russa con Ucraina e Unione europea sino alle rivendicazioni di sovranità e alle vertenze di confine nel Mediterraneo orientale e nel Caspio, passando attraverso i rivolgimenti in corso in Medio Oriente. È propriamente con queste ultime – oltre che con la capacità di assicurare un quadro normativo adeguato – che l'ambizione della Turchia di assurgere ad *hub* del gas nel Mediterraneo orientale deve confrontarsi, in un quadro che chiama in causa le principali direttrici di politica energetica ed estera nazionali, confermandone lo stretto legame.

Difficile, d'altra parte, sottovalutare la portata politica di un gasdotto, il TurkStream, che porta iscritti nella propria genesi e nella propria evoluzione i principali nodi della più recente partita energetico-diplomatica regionale. Nato sulle ceneri del progetto russo South Stream – affossato nel 2014 dalla “offensiva normativa” di Bruxelles contro la posizione dominante assunta da Gazprom sui mercati europei – ha risposto alla necessità di salvaguardarne due obiettivi chiave: mantenere le quote di mercato detenute dal gigante russo in Europa centro-meridionale senza contravvenire alle norme *anti-trust* comunitarie e aggirare il transito attraverso l'Ucraina, ridimensionandone il peso determinante assunto per le esportazioni russe e, conseguentemente, il potere negoziale.<sup>1</sup> Ciò ha d'altra parte fatto sì che contro la realizzazione del progetto si schierassero quegli attori della partita energetico-diplomatica regionale inclini ad attribuire ai gasdotti russi, nello scenario contemporaneo, lo stesso potere coercitivo assicurato dall'Armata rossa a Mosca in epoca bipolare – prendendo con ciò in prestito un'immagine prospettata dall'*Economist*.<sup>2</sup>

L'intesa russo-turca sul gasdotto ha inoltre confermato il ruolo chiave giocato dalla cooperazione energetica per le relazioni bilaterali tra Ankara e Mosca, di cui incarna appieno il caratteristico pragmatismo e la conseguente ricerca di convergenze di interessi tattiche anche in

---

1 Tutt'altro che casuale, la tempistica di realizzazione del TurkStream ha risposto alla necessità di garantire a Mosca canali di esportazione alternativi a quelli transitanti attraverso l'Ucraina al momento della scadenza degli accordi decennali di transito con Kiev, fissata per il 31 dicembre 2019.

2 *A bear at the throat*, The Economist, 12 aprile 2007.

presenza di più ampie divergenze strategiche.<sup>3</sup> Non è un caso, in questo senso, che il TurkStream – cancellato nel novembre 2015 e rilanciato nell'estate 2016 – sia stato, al contempo, terreno privilegiato di scontro prima e di riavvicinamento successivamente in occasione della crisi nelle relazioni bilaterali scoppiata a seguito dell'abbattimento di un caccia russo nello spazio aereo turco.

Sullo sfondo dell'accesa politicizzazione del progetto infrastrutturale, valutarne l'impatto sulle strategie di politica energetica turca implica necessariamente prendere in considerazione i due piani rispetto ai quali assume rilevanza: la tutela della sicurezza energetica nazionale e il tentativo di avanzare per la Turchia un ruolo di *hub* del gas alle porte dei mercati europei.

### ***Il TurkStream e la tutela della sicurezza energetica nazionale***

Il Turkstream-1 costituisce un significativo tassello del mosaico costruito dalle autorità turche a tutela della sicurezza energetica del paese nel settore del gas naturale. Per un paese quale la Turchia, sostanzialmente privo di riserve indigene, la necessità di garantirsi nel medio e lungo periodo un flusso stabile di importazione di gas a prezzi adeguati – elementi attorno ai quali ruota il concetto di sicurezza energetica – si traduce anzitutto nell'imperativo della diversificazione delle fonti e dei canali di acquisto della risorsa. In questa duplice declinazione, la diversificazione è elemento decisivo per ridimensionare i rischi tecnici e politici derivanti dalla condizione di elevata dipendenza dall'approvvigionamento estero.

Il contributo offerto dal TurkStream alla sicurezza energetica turca deriva, anzitutto, dalla garanzia di ulteriore diversificazione dei canali di approvvigionamento di gas, con l'aggiunta di una nuova e dedicata arteria di importazione a quell'asse russo-turco che rappresenta la principale direttrice di approvvigionamento della risorsa. Gazprom è infatti per la Turchia il primo fornitore di gas, esportato attraverso i gasdotti Blue Stream e Trans-Balcanico, che raggiungono la Turchia rispettivamente attraverso una rotta *off-shore* nel Mar Nero e una transitante per Ucraina, Moldavia, Romania e Bulgaria. Benché non sia previsto per trasportare volumi di gas aggiuntivi rispetto a quelli già contrattualizzati, il TurkStream-1, reindirizzando lungo un canale diretto tra fornitore e consumatore i flussi precedentemente transitanti dal gasdotto Trans-Balcanico, riduce il rischio di interruzione dell'approvvigionamento, tanto di natura tecnica quanto politica.

Da quest'ultima angolatura è rilevante, in particolare, l'aggiramento del transito attraverso l'Ucraina, *dossier* tradizionalmente delicato nelle relazioni tra Kiev e Mosca e reso più complesso, nel corso dell'ultimo triennio, dalle ripercussioni delle crisi di Crimea e Donbas e dalla fine della dipendenza ucraina dagli approvvigionamenti diretti dalla Russia, che incrementa il potere negoziale di Kiev nei confronti di Gazprom.

**Tab.1. Infrastrutture di importazione di gas in Turchia**

| <b>Infrastruttura</b>         | <b>Capacità annua</b> | <b>Rotta di importazione</b>         | <b>Inaugurazione</b> |
|-------------------------------|-----------------------|--------------------------------------|----------------------|
| Trans-Balcanico               | 14 Gmc                | Ucraina, Moldavia, Romania, Bulgaria | 1985                 |
| Blue Stream                   | 16 Gmc                | Russia ( <i>off-shore</i> )          | 2002                 |
| TurkStream-1                  | 15,75 Gmc             | Russia ( <i>off-shore</i> )          | 2020                 |
| TurkStream-2                  | 15,75 Gmc             | Russia ( <i>off-shore</i> )          | Fine 2020            |
| South Caucasus Pipeline (Exp) | 23,4 Gmc              | Azerbaigian, Georgia                 | 2018                 |
| East-Anatolian                | 10 Gmc                | Iran                                 | 2001                 |
| Marmara Ereğlisi              | 8,2 Gmc               | GNL                                  | 1994                 |

3 Sul cosiddetto principio di *compartimentazione* delle relazioni russo-turche si rimanda a C. Frappi, *The Russo-Turkish Entente: A Tactical Embrace Along Strategic and Geopolitical Convergences*. In V. Talbot (a cura), "Turkey: Towards a Eurasian Shift?", Milan: LediPublishing, 2018, pp.45-69.

|                          |         |     |      |
|--------------------------|---------|-----|------|
| Aliaga LNG               | 6 Gmc   | GNL | 2006 |
| Neptune (FSRU)           | 5,3 Gmc | GNL | 2016 |
| Hatay Dörtyol LNG (FSRU) | 7,3 Gmc | GNL | 2018 |

Avendo consentito l'avvio di una relazione commerciale diretta tra il fornitore russo e i clienti turchi – libera cioè dal peso economico, oltre che politico, degli intermediari di transito – il TurkStream potrà avere ripercussioni positive anche sui prezzi di commercializzazione del gas. Per il momento, tuttavia, questi rimangono fermi al livello già stabilito tra le parti attraverso i contratti attualmente in vigore – livello che, fondato sull'indicizzazione al petrolio, risulta significativamente più elevato rispetto a quello praticato oggi da Gazprom sui mercati europei.<sup>4</sup> Un beneficio “in potenza”, dunque, che acquista rilevanza nella complessa congiuntura economica che il paese attraversa. Il notevole deprezzamento della lira turca rispetto al dollaro statunitense – pari al 40% del proprio valore tra dicembre 2017 e dicembre 2019 – ha contribuito difatti a mantenere elevato il costo della bolletta energetica nazionale, nonostante la contrazione della domanda di gas fatta registrare nell'ultimo biennio in ragione del rallentamento della crescita economica.<sup>5</sup>

Riduzione dei prezzi di acquisto del gas e, soprattutto, superamento della penalizzante indicizzazione degli stessi a quelli del petrolio rappresenteranno, verosimilmente, due elementi chiave del negoziato per il rinnovo dei contratti pluriennali di acquisto del gas dalla Russia in scadenza nel prossimo biennio e oltre (cfr. Tab.2), unitamente alla rimozione di quelle clausole *take-or-pay* che, con la contrazione della domanda, hanno reso ancor più esoso l'approvvigionamento.

### ***Ruolo di transito e diversificazione: i vantaggi per Ankara***

Sulla possibilità per i clienti turchi di Gazprom di strappare alla compagnia condizioni di acquisto più favorevoli di quelle attualmente in vigore potrebbe influire positivamente anche il secondo beneficio assicurato dal progetto TurkStream alla sicurezza energetica turca. Il riferimento va, in questo caso, alla nuova e ibrida natura assunta dalla Turchia rispetto alla Russia: dall'essere mero – ancorché significativo<sup>6</sup> – cliente e consumatore del gas russo, essa assume per la prima volta un ruolo di transito della risorsa verso mercati terzi. Già parzialmente inaugurato grazie alla prima condotta del TurkStream e all'inversione dei flussi del gasdotto Trans-Balcanico, il ruolo di canale della distribuzione del metano russo verso l'Europa danubiano-balcanica si materializzerà con l'inaugurazione della seconda condotta del gasdotto, prevista approvvigionare i mercati di Bulgaria, Serbia e Ungheria.<sup>7</sup>

4 Secondo stime recenti, rese più complesse dalla scarsa trasparenza dei contratti, il prezzo d'acquisto del gas in Turchia si colloca tra i 250 e 280 dollari per migliaia di metri cubi, a fronte di un prezzo medio sui mercati europei tra i 110 e i 120 dollari. Si veda, *Türkiye'nin kâbarık doğalgaz faturası*, Deutsche Welle, 20 gennaio 2020.

5 Dopo il record di domanda e conseguentemente di importazioni di gas (53,9 Gmc) fatto registrare nel 2017, queste ultime si sono contratte del 7,6% nel 2018 e del 6,3% nel 2019, attestandosi a un volume nominale di 49,8 e 46,8 Gmc rispettivamente. La bolletta energetica è tuttavia cresciuta su base annua nel 2018 del 15,6% per un valore nominale di 42,9 miliardi di dollari e per una quota sul valore totale delle importazioni del 19,2%. *Turkey's energy import bill up 15.6 percent in 2018*, Hurriyet Daily News, 6 febbraio 2019.

6 La Turchia costituisce tradizionalmente il secondo paese importatore di gas russo in Europa, dietro la Germania e davanti all'Italia – posizione che ha conservato anche nel 2018, nonostante una contrazione delle importazioni. Nel corso dell'ultimo decennio il mercato turco ha assorbito una quota delle esportazioni annue di Gazprom verso l'Europa oscillante tra il 12% e il 15%.

7 Sulla concretizzazione di questa prospettiva pende l'estensione del TurkStream oltre il confine turco-bulgaro. Secondo le autorità di Sofia il gasdotto – che *in loco* preferiscono chiamare “Balkan Stream” – potrà essere pienamente funzionante già alla fine del 2020, nonostante le tensioni che negli ultimi mesi sono sorte tra Russia e Bulgaria sui ripetuti ritardi nei lavori. Secondo la stampa di settore, sul prolungamento del gasdotto in territorio comunitario non dovrebbe invece aver effetto il più recente *round* di sanzioni statunitensi rivolte allo sviluppo dei progetti infrastrutturali russi. Si veda rispettivamente: V. Soldatkin, *Russia's Putin accuses Bulgaria of holding up TurkStream pipeline*, “Reuters”, 4 dicembre 2019; D. Keating, *Trump Imposes Sanctions To Stop Nord Stream 2 – But It's Too late*, “Forbes”, 21 dicembre 2019.

Oltre ai benefici economici che assicurerà alle casse statali in termini di tasse di transito, l'assunzione di un ruolo di transito contribuirà a ridurre parzialmente l'asimmetria di potere negoziale tra Gazprom e la compagnia nazionale turca Botaş in una delicata fase che, come detto, cade alla vigilia della scadenza e della rinegoziazione dei principali contratti di acquisto del gas, con la Russia così come con i principali fornitori esteri della risorsa (cfr. Tab. 2).

**Tab. 2. Contratti di acquisto di gas attualmente in vigore**

| Fornitore           | Importatore  | Volume annuo | Scadenza |
|---------------------|--|--------------|----------|
| Qatargas (Qatar)    | Botaş  | 1,5 Gmc      | 2020     |
| NLNG (Nigeria)      | Botaş  | 1,3 Gmc      | 2021     |
| Socar (Azerbaijan)  | Botaş  | 6,6 Gmc      | 2021     |
| Gazprom (Russia)    | Botaş  | 4 Gmc        | 2021     |
| Gazprom (Russia)    | Bosphorus Gas<br>Shell Enerji<br>Enerco<br>Avrasya Gaz | 4 Gmc*       | 2022     |
| Sonatrach (Algeria) | Botaş  | 4,4 Gmc      | 2024     |
| Gazprom (Russia)    | Botaş  | 16 Gmc       | 2025     |
| NIGC (Iran)         | Botaş  | 9,6 Gmc      | 2026     |
| Socar (Azerbaijan)  | Botaş  | 6 Gmc        | 2033     |
| Gazprom (Russia)    | Bati Hatti   | 1 Gmc        | 2035     |
| Gazprom (Russia)    | Akfel Gaz<br>Bosphorus Gas<br>Kibar                    | 5 Gmc*       | 2042     |
| * Dato aggregato    |  |              |          |

La diversificazione dei canali di approvvigionamento emerge, dunque, come fattore chiave per la tutela della sicurezza energetica turca non soltanto in funzione della riduzione del rischio di interruzione dell'approvvigionamento lungo uno di essi, ma anche come elemento utile a modificare l'equilibrio di potere negoziale tra fornitore e acquirente a favore di quest'ultimo – in una fase congiunturale nella quale, peraltro, l'aumento di offerta di gas sui mercati europei ha già di suo determinato un'analogia tendenza nella relazione di potere tra le due parti.

In questo senso, il TurkStream è tassello di una più ampia ed efficace strategia di diversificazione, che nel corso degli ultimi anni ha approssimato la Turchia a quella *condizione n-1* che rappresenta l'ideale condizione di sicurezza dell'approvvigionamento<sup>8</sup> e che porta le sue compagnie al tavolo del rinnovo dei contratti di fornitura da una posizione negoziale ben più forte di quella detenuta al momento della loro ultima stipula. Accanto all'ampliamento delle possibilità di importazione sull'asse caspico-anatolico garantita dall'espansione del South Caucasus Pipeline e dall'inaugurazione del Trans-Anatolian Pipeline, è importante in questa prospettiva l'aumento della capacità di importazione di Gas naturale liquefatto (GNL) risultante dall'aumento di capacità del

<sup>8</sup> La *condizione n-1* fa riferimento alla capacità del sistema di approvvigionamento di un paese di funzionare anche nell'eventualità di interruzione dei flussi lungo un gasdotto di importazione principale.



terminale di Marmara Ereğlisi e dall'inaugurazione di due *Floating Storage Regassification Unit* (FSRU). Queste ultime infrastrutture ampliano inoltre il portafoglio dei fornitori e assicurano al sistema di approvvigionamento maggiore flessibilità, consentendo l'acquisto sui più convenienti mercati *spot* dei volumi di gas eccedenti gli impegni d'acquisto assunti con le clausole *take-or-pay*. Favorita dalla maggiore disponibilità di GNL sui mercati europei derivante dalla contrazione della domanda sui mercati asiatici, nel corso dell'ultimo biennio la Turchia ha così potuto ampliare significativamente la quota di importazioni di gas in forma liquefatta e i fornitori della risorsa (cfr. Tab. 3).<sup>9</sup>

**Tab. 3. Le importazioni di gas turche: 2008 e 2018 a confronto**

|             | Via gasdotto |       |      |       |            |       | GNL     |       |         |       |        |       | Tot.<br>Gmc |
|-------------|--------------|-------|------|-------|------------|-------|---------|-------|---------|-------|--------|-------|-------------|
|             | Russia       |       | Iran |       | Azerbaijan |       | Algeria |       | Nigeria |       | Altri* |       |             |
|             | Gmc          | Quota | Gmc  | Quota | Gmc        | Quota | Gmc     | Quota | Gmc     | Quota | Gmc    | Quota |             |
| <b>2008</b> | 23,16        | 62%   | 4,11 | 11%   | 4,58       | 12,3% | 4,15    | 11,1% | 1,01    | 2,7%  | 0,3    | 0,9%  | 37,3        |
| <b>2018</b> | 23,64        | 46,9% | 7,86 | 15,6% | 7,53       | 14,9% | 4,52    | 8,9%  | 1,67    | 3,3%  | 5,1    | 10,2% | 50,3        |

\* la categoria comprende paesi dai quali è stato importato Gnl mercato spot – in particolare Qatar (3,1), Stati Uniti (0,4), Trinidad & Tobago (0,4), Egitto (0,2), Francia (0,17).

Fonte: Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu, Doğalgaz Piyasası 2018 Yılı Sektör Raporu, Ankara, 2019, pp.7, 15.

### Un hub del gas in fieri?

La rilevanza del TurkStream per la politica energetica turca non si esaurisce nella mera dimensione interna, ma acquisisce rilevanza anche nella sua dimensione esterna, in relazione cioè al tentativo di valorizzare la collocazione strategica del paese, alla confluenza tra le principali aree di produzione e di consumo di energia su scala eurasiatica, per avanzare un ruolo di *hub* del gas funzionale all'approvvigionamento dei mercati dell'Europa centro-meridionale. Duplice, dunque, l'obiettivo ultimo delle strategie di diversificazione delle importazioni: soddisfacimento della domanda interna e acquisizione di un *surplus* di gas utile ad avviare flussi di riesportazione verso i mercati europei. Duplice, al contempo, la natura dell'interesse così perseguito: economico, in funzione di guadagni che potrebbero ridurre l'elevato costo della bolletta energetica nazionale, e politico-diplomatico, in ragione della saldatura delle strategie di sicurezza energetica di Ankara e Bruxelles e all'approfondimento della rilevanza strategica della Turchia rispetto agli interlocutori europei.

Un *hub* è tuttavia qualcosa di diverso e più articolato rispetto a un mero snodo per il transito degli idrocarburi – ruolo di fatto già giocato dalla Turchia tanto nel settore del gas che in quello del petrolio.<sup>10</sup> Un *hub* fisico del gas rappresenta un punto di scambio in grado di far incontrare

9 I dati preliminari sulle importazioni di gas nel 2019 resi pubblici dall'Autorità per l'Energia turca confermano la tendenza rappresentata nella tabella num.3 anche per il primo semestre dell'anno, durante il quale le importazioni di GNL avrebbero fatto segnare un incremento su base annua del 14%, con una quota sul totale per la prima volta superiore al 30%. A trainare la crescita, i maggiori volumi di GNL statunitense, che avrebbero coperto una quota del 12% delle importazioni di gas liquefatto e il 3,8% del totale. *Turkey hits LNG import record in 1H19, US LNG soars*, Anadolu Agency, 3 settembre 2019.

10 Verso Ceyhan, sulla costa mediterranea della Turchia, e da qui verso i mercati internazionali corrono due oleodotti provenienti da Azerbaijan (Baku-Tbilisi-Ceyhan) e da Iraq (Kirkuk-Ceyhan). Attraverso gli Stretti del Bosforo e dei Dardanelli transita inoltre il petrolio proveniente dai porti di Novorossiysk e Supsa, in Russia e Georgia. Inoltre, il prossimo avvio delle esportazioni lungo il Corridoio meridionale dell'UE conferirà alla Turchia un ruolo di transito anche nel comparto del gas: nel Trans-Anatolian Pipeline transiteranno 10 Gmc/a di gas d'estrazione azera previsti raggiungere i mercati europei attraverso il Trans-Adriatic Pipeline, connesso alla prima infrastruttura in prossimità del confine greco-turco.

domanda e offerta della risorsa, in un contesto di mercato liquido e trasparente che consenta un meccanismo razionale e competitivo di fissazione dei prezzi. Dei diversi elementi che entrano in gioco per la creazione di un *hub*,<sup>11</sup> tre risultano centrali: disponibilità della risorsa, adeguata capacità di riesportazione e un quadro normativo adeguato. Su tutti e tre i versanti, per ragioni e a profondità differenti, la Turchia fronteggia tuttavia ancora rilevanti ostacoli.

L'attuale sistema di approvvigionamento garantisce alla Turchia – anche al netto della scalabilità delle infrastrutture di trasporto lungo la rotta caspico-anatolica<sup>12</sup> – una capacità di importazione annua significativamente superiore tanto ai consumi correnti quanto a quelli previsti per il prossimo decennio.<sup>13</sup> Tuttavia, con la parziale eccezione della direttrice di importazione dall'Azerbaijan – lungo la quale, nel medio periodo, potranno essere disponibili volumi aggiuntivi di gas – fallimentare è stato il tentativo di assicurarsi un aumento delle importazioni via terra dalle più promettenti aree di produzione limitrofe al paese: dall'area centro-asiatica (Turkmenistan) sino a quella mediorientale (Iran e Iraq del Nord) e del Mediterraneo orientale (Bacino di Levante).

Sulle prospettive di importazione di gas da queste ultime pesa infatti un complesso intreccio di ostacoli di natura economico-commerciale e politico-diplomatica che derivano, da una parte, dall'aumento dell'offerta di gas sui mercati europei che ha ridotto significativamente la profittabilità degli investimenti in nuove e ambiziose infrastrutture di trasporto e, dall'altra, da una serie di vertenze diplomatiche che ostacolano la realizzazione di infrastrutture di esportazione verso la Turchia. Inoltre, mentre i nodi diplomatici che bloccano lo sviluppo dei progetti da Turkmenistan e Iran si sono generati al di fuori del controllo o della partecipazione di Ankara,<sup>14</sup> differente è il caso dei progetti di estrazione e trasporto di gas nel Bacino di Levante e nell'area a Nord dell'Iraq controllata dal Governo Regionale Curdo. In entrambi questi casi, alla muscolare linea politica adottata da Ankara – che, di fatto, non è riuscita a scindere il piano della cooperazione energetica dalle più ampie vertenze diplomatiche che la oppongono a Tel Aviv, Nicosia e Erbil – va ascritta una parte significativa della responsabilità della mancata realizzazione di infrastrutture di trasporto di gas verso il territorio anatolico, che pur avrebbe rappresentato la scelta economicamente più razionale per il raggiungimento dei mercati internazionali.

Nella prospettiva della creazione di un *hub* del gas, la Turchia fronteggia una condizione non più favorevole anche in relazione al secondo dei tre elementi sopra richiamati, ovvero alla capacità di riesportazione del gas, tanto nella sua dimensione infrastrutturale quanto, e soprattutto, normativa. Per quanto, infatti, la Turchia disponga oggi di due infrastrutture attraverso le quali esportare gas verso Bulgaria e Grecia – il gasdotto Trans-Balcanico e il Trans-Adriatic Pipeline, la cui capacità è scalabile da 10 a 20 Gmc/a – e vada investendo per ampliare la capacità di stoccaggio di gas, gli operatori nazionali non hanno diritto di riesportazione dei volumi di gas che importano dall'estero. Fatta eccezione per una parte dei volumi importati dall'Azerbaijan,<sup>15</sup> i contratti attualmente in vigore – ivi compresi i contratti di acquisto di GNL con Algeria e Nigeria – contengono infatti “clausole di destinazione”, che vincolano al territorio nazionale il consumo del gas, contribuendo al frazionamento dei suoi mercati. L'eliminazione delle clausole in questione,

---

11 Sul punto, si rimanda a S. Xunpenga e H. Variam, *Key elements for functioning gas hubs: A case study of East Asia*, Natural Gas Industry, vol.5, 2018, pp.167-176

12 La portata di South Caucasus Pipeline e del Trans-Anatolian Pipeline – cui il primo gasdotto è connesso in prossimità del confine georgiano – possono essere ampliate fino a 31 Gmc/a, consentendo il raddoppio dei volumi attualmente importati.

13 Secondo le stime di Fitch, la domanda annua di gas tornerà a crescere a un ritmo sostenuto solo dal 2022, portando i consumi annui a 63 Gmc nel 2028. *Turkey Oil & Gas Report. Q4 2019*, Fitch Solutions Group Limited, 2019, p.21.

14 Il riferimento va, da una parte, alla irrisolta questione dello status legale del Mar Caspio, che ostacola la posa di una condotta sul letto del bacino in grado di instradare il gas turkmeno sull'asse di trasporto caucasico-anatolico e, dall'altra, al peso delle sanzioni internazionali contro l'Iran, che impedisce l'afflusso nel paese degli investimenti necessari nell'estrazione e nel trasporto del gas verso la Turchia.

15 Grazie all'assenza di clausole di destinazione nei contratti stipulati con l'Azerbaijan, la Turchia ha avviato dal 2007 quello che è, ad oggi, l'unico e limitato flusso di riesportazione, diretto in Grecia – attraverso l'Interconnettore Turchia-Grecia e per un volume annuo che nel 2018, in linea con i precedenti, si è attestato a 0,67 Gmc. Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu, *Doğalgaz Piyasası 2018 Yılı Sektör Raporu*, Ankara, 2019, p.18.

condizione imprescindibile per proporsi come *hub*, rappresenterà verosimilmente un elemento centrale dei prossimi negoziati sul rinnovo dei contratti d'acquisto della risorsa.

Ultimo e non meno intricato nodo da sciogliere nella prospettiva della creazione di un *hub* del gas riguarda lo sviluppo di quadro normativo di riferimento degli scambi che garantisca l'incontro di domanda e offerta in un mercato liquido, trasparente e competitivo. Oltre a un'adeguata capacità fisica in termini di rete e stoccaggio in grado di far incontrare domanda e offerta, un *hub* presuppone cioè una piena liberalizzazione del mercato che in Turchia è ancora lungi dall'essere assicurata. Il processo di liberalizzazione è infatti proceduto in maniera quanto meno timida e l'operatore statale, Botaş, mantiene una posizione ancora dominante, tanto per il controllo della rete di trasmissione quanto, e conseguentemente, in relazione ai contratti di importazione della risorsa<sup>16</sup> e alla definizione dei prezzi. Di conseguenza, in mancanza di un processo di *unbundling* che separi l'ente operatore della rete nazionale da importatori e distributori della risorsa, il quadro normativo del comparto del gas non potrà garantire le condizioni necessarie allo sviluppo di un *hub*.

### **Conclusioni**

La valutazione dell'impatto del TurkStream sulla politica energetica turca varia in relazione agli obiettivi rispetto ai quali la realizzazione del gasdotto viene considerata: tutela della sicurezza energetica, da una parte, avanzamento di un ruolo di *hub* del gas, dall'altra. Il TurkStream, senza gravare sulle casse nazionali, ha infatti permesso l'instaurazione di un legame diretto tra il fornitore russo e il cliente turco che riduce il rischio – tecnico e politico – di interruzione dei flussi. Allo stesso tempo, conferendo alla Turchia un inedito ruolo di transito per il gas russo diretto ai mercati europei, ne accresce il potere negoziale nei confronti di Gazprom e degli altri attori della partita infrastrutturale regionale, in un contesto reso più favorevole dall'ampliamento della capacità di importazione e del portafoglio di fornitori e in una delicata fase che cade alla vigilia dell'apertura dei negoziati per il rinnovo di diversi contratti di fornitura.

Sono, d'altra parte, proprio le penalizzanti clausole contenute nei contratti attualmente in vigore che impediscono che il TurkStream possa avere una ricaduta altrettanto positiva sull'obiettivo delle autorità turche di fare del paese un punto di scambio del gas e di avviare flussi di riesportazione della risorsa verso l'estero. Prima ancora che dalla perdurante assenza di un mercato sufficientemente liquido, trasparente e competitivo, la creazione di un *hub* del gas è infatti impedita dalle penalizzanti clausole di destinazione che accompagnano le forniture. Forti dei successi fatti registrare dalla strategia di diversificazione dell'approvvigionamento, sarà sul tavolo dei negoziati per il rinnovo dei contratti di fornitura che le autorità turche potranno far fare un significativo balzo in avanti ai diversi e connessi obiettivi che caratterizzano la strategia energetica nazionale.

Carlo Frappi è ricercatore presso l'Università Ca' Foscari di Venezia, dove insegna Storia Contemporanea dell'Azerbaigian e Geopolitica e Geoeconomia dell'area del Caspio. È inoltre ricercatore associato dell'Istituto per gli Studi di Politica Internazionale (ISPI).

---

<sup>16</sup> Secondo i dati dell'Autorità nazionale del gas, Botaş ha importato nel 2018 una quota pari all'84,6% sul totale delle importazioni. Nel settore del Gnl, nonostante la concessione di licenze di importazione a 47 compagnie, nel 2018 solo due di esse, Botaş e Ege Gaz, hanno effettivamente acquistato la risorsa – per una quota sul totale pari rispettivamente al 94,9% e al 5,1%. Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu, op. cit., p.16.

# Geopolitica e politica estera italiana nell'era delle energie rinnovabili

di Luca Franza, Margherita Bianchi e Luca Bergamaschi



Ministero degli Affari Esteri  
e della Cooperazione Internazionale

## ABSTRACT

Il cambiamento climatico è uno dei maggiori problemi per la sicurezza nel 21° secolo. Un'eventuale inerzia nel combattere il surriscaldamento globale porterebbe a conseguenze catastrofiche anche di sicurezza energetica. Dall'altro lato, l'azione di contrasto al cambiamento climatico comporta una trasformazione radicale del consumo globale di energia, così come della produzione e dei flussi commerciali. Le energie rinnovabili saranno un pilastro della transizione energetica e la loro adozione su vasta scala ha già iniziato a influire sulle relazioni politiche e la stessa nozione di sicurezza energetica, con nuovi rischi e opportunità. Con le rinnovabili aumentano decentramento e regionalizzazione, ma continua ad esistere una dimensione globale (legata principalmente alla disponibilità di minerali critici e all'integrazione delle catene globali del valore). Con le rinnovabili aumenta inoltre notevolmente l'importanza della digitalizzazione. Le questioni di sicurezza energetica si trasferiranno gradualmente dall'accesso alle risorse e dal transito alla sicurezza della rete elettrica, alla sicurezza informatica e all'adattamento di sistema. È in atto inoltre una forte competizione geoeconomica per sviluppare vantaggi comparati nelle rinnovabili. La transizione, infine, toccherà gli esportatori di combustibili fossili. Nelle rinnovabili l'Italia ha raggiunto una posizione di leadership che può essere ulteriormente consolidata e tradotta in leva geopolitica. Esistono inoltre problemi che richiedono degli adattamenti della politica estera energetica italiana.

*Politica estera dell'Italia | Energia | Rinnovabili | Unione europea*

keywords



## Geopolitica e politica estera italiana nell'era delle energie rinnovabili

di Luca Franza, Margherita Bianchi e Luca Bergamaschi\*

|  |      |
|--|------|
| Executive summary  | p. 3 |
| 1. Introduzione  | 10   |
| 1.1 Contesto e scopo   | 10   |
| 1.2 Uno sguardo più da vicino sull'Europa e l'Italia   | 13   |
| 2. La geopolitica delle Fer: trend globali   | 14   |
| 2.1 Drivers della crescita delle rinnovabili e vantaggi comparati                                      | 14   |
| 2.2 Caratteristiche principali delle Fer   | 17   |
| 2.3 La transizione verso le Fer e i cambiamenti geopolitici  | 19   |
| 2.4 Cooperazione e competizione su materiali e la fabbricazione  | 23   |
| 2.5 Rischi e opportunità nei paesi esportatori di petrolio e di gas                                    | 25   |
| 2.6 Quale <i>governance</i> energetica globale?  | 28   |
| 3. L'Europa e la geopolitica delle Fer   | 29   |
| 3.1 L'identità dell'Ue quale leader Fer  | 29   |
| 3.2 Il Green Deal europeo  | 31   |
| 3.3 Considerazioni strategiche sul sostegno dell'Ue alle Fer: sostenibilità, sicurezza e competitività | 34   |
| 3.4 Politica interna Ue e Fer  | 38   |
| 4. Il panorama italiano delle Fer e il cambio di priorità della politica estera                        | 40   |
| 4.1 L'Italia all'avanguardia e leader nelle Fer  | 40   |
| 4.2 Le rinnovabili e il Piano nazionale integrato per l'energia e il clima                             | 44   |
| 4.3 La rilevanza geopolitica delle Fer per l'Italia e le implicazioni per la sua politica estera       | 46   |
| 4.4 Raccomandazioni di politica estera   | 52   |
| Riferimenti  | 56   |

\* Luca Franza è responsabile del Programma Energia, Clima e Risorse presso l'Istituto Affari Internazionali (IAI). Margherita Bianchi è ricercatrice presso lo IAI. Luca Bergamaschi è ricercatore associato presso lo IAI.

Traduzione di "Geopolitics and Italian Foreign Policy in the Age of Renewable Energy". In caso di discordanza tra i due testi, la versione in lingua inglese di questo studio è da considerarsi quella originale. Studio realizzato nell'ambito del progetto IAI "La geopolitica nell'era delle energie rinnovabili: sfide e opportunità per la politica estera italiana", giugno 2020. Per la realizzazione del presente studio si è usufruito del contributo finanziario dell'Unità di Analisi e Programmazione del Ministero degli Affari Esteri e della Cooperazione Internazionale ai sensi dell'art. 23-bis del DPR 18/1967. Le posizioni contenute nel presente studio sono espressione esclusivamente degli autori e non rappresentano necessariamente le posizioni del Ministero degli Affari Esteri e della Cooperazione Internazionale.

## Executive summary

### *Le fonti di energia rinnovabile (Fer) e la natura mutevole di geopolitica e sicurezza energetica*

L'innovazione tecnologica, i costi in diminuzione, i finanziamenti pubblici e privati, le politiche di supporto e le preferenze dei consumatori hanno rappresentato dei fattori chiave nell'adozione delle fonti di energia rinnovabile (Fer) nel corso degli ultimi due decenni – e continueranno a svolgere un ruolo catalizzatore per un'adozione ancor più capillare in futuro. La transizione energetica potrebbe assumere diverse configurazioni e varie soluzioni possono essere prese in considerazione per la decarbonizzazione, ma non vi è dubbio che le rinnovabili costituiranno uno dei pilastri degli sforzi di transizione energetica. La più ampia adozione delle Fer ha già iniziato a condizionare le relazioni politiche e la stessa nozione di sicurezza energetica, con l'emergere di nuovi rischi e opportunità. Nuove trasformazioni avranno luogo man mano che la transizione energetica si approfondirà. Una gestione adeguata di tale trasformazione da parte dell'Europa e dell'Italia è importante per assicurare il raggiungimento degli obiettivi sul cambiamento climatico e una transizione ordinata ed equa.

Le questioni di sicurezza energetica hanno influenzato significativamente le relazioni internazionali sin dalla fine della seconda guerra mondiale. In un sistema energetico dominato dalle Fer, la sicurezza energetica subirà significativi cambiamenti. L'attenzione si sposterà gradualmente dalla messa in sicurezza delle rotte marittime, degli oleo-gasdotti e degli approvvigionamenti di volumi fisici a quella delle reti elettriche, le quali dovranno essere potenziate per allocare una quota più alta di Fer e per meglio bilanciare le fluttuazioni del sistema. L'intermittenza costituisce invero una caratteristica distintiva e problematica delle Fer. Essa richiede nuovi sistemi flessibili e intelligenti. Non a caso, il fulcro delle discussioni sulla transizione energetica si sta spostando dai costi di installazione di capacità Fer ai costi di adattamento del sistema. La sostituzione graduale dei combustibili fossili con le rinnovabili potrebbe determinare una minor quantità di conflitti per controllare i flussi energetici grazie a una minore intensità energetica, a concentrazioni di mercato più basse e a una disponibilità virtualmente illimitata di rinnovabili. Le rinnovabili detengono inoltre del potenziale significativo per ridurre l'impatto della produzione energetica sulle risorse idriche, beneficiando così la sicurezza internazionale e al contempo lo sviluppo sostenibile. Le Fer potrebbero anche tradursi in significativi risparmi in termini di bilancia commerciale per gli odierni importatori netti di combustibili fossili, riducendo altresì la loro esposizione a interruzioni degli approvvigionamenti e volatilità dei prezzi.

In linea generale, le Fer contribuiscono alla redistribuzione di potere tra nuovi attori e a nuove latitudini, favorendo la decentralizzazione e la regionalizzazione di produzione, consumo e commercio di energia. Questo elemento, unitamente a una maggiore tendenza all'elettrificazione e alla digitalizzazione in tutti i settori, ridefinirà con ogni probabilità gli interessi nazionali di sicurezza energetica ed

esporrà i paesi a nuovi rischi e opportunità. L'autosufficienza energetica potrebbe non essere sempre vantaggiosa o possibile, e gli Stati dovranno compiere una serie di decisioni "make or buy" a seconda dei casi (ovvero decidere se dotarsi di una determinata capacità produttiva in loco o dipendere dalle importazioni). In ogni caso, una piena regionalizzazione o decentralizzazione dell'energia è improbabile dato che le tecnologie, i materiali e le catene di approvvigionamento continueranno ad essere influenzate dagli sviluppi del mercato globale. L'enfasi viene posta frequentemente su preoccupazioni relative alla disponibilità di terre rare e altri minerali critici. Mentre la loro attuale concentrazione geografica potrebbe generare tensioni geopolitiche per l'accesso al commercio, ulteriori innovazioni ed esplorazioni diminuiranno probabilmente tale rischio. Man mano che la domanda di tali materie prime aumenterà, infatti, in egual misura aumenteranno gli incentivi a cercarle. In questo modo le riserve conosciute si espanderanno e aumenterà il numero di attori coinvolti nelle fasi di esplorazione ed estrazione. In aggiunta, la durata delle batterie sarà sempre più lunga e soluzioni alternative (quali le batterie prive di cobalto) sono in fase di studio e rodaggio. La circolarità sempre più marcata nel settore implica che le nuove industrie accumuleranno, riutilizzeranno e ricicleranno quantità sempre più consistenti di materiali critici, aumentando l'efficienza generale del settore ma anche moderando i rischi geopolitici.

La significativa riduzione della domanda di combustibili fossili provocata dalla transizione energetica (in virtù di una più capillare adozione delle Fer) pone rischi non trascurabili in merito alla sicurezza dei paesi produttori di combustibili fossili. I minori introiti derivanti dalle esportazioni di combustibili fossili possono minarne la stabilità politica, sociale ed economica. Questo si applica particolarmente alle regioni del Medio Oriente e del Nord Africa (o Mena, dall'inglese Middle East and North Africa) e dell'ex Unione Sovietica. Qualora tale transizione non dovesse essere debitamente gestita, essa potrebbe essere foriera di instabilità sociali e politiche, con *spillover* negativi nelle aree limitrofe, ivi compresa l'Italia. Tali instabilità potrebbero essere prevenute se si continua sulla strada dell'impegno sul piano diplomatico con le regioni interessate e sostenendo altresì una transizione graduale ed equa per i paesi più esposti alle esportazioni e maggiormente dipendenti da esse. Ove opportunamente gestita, la transizione dai combustibili fossili potrebbe svolgere un ruolo nella riduzione di fenomeni di *rent-seeking*, clientelismo, corruzione e autoritarismo in virtù della minor concentrazione di rendita nelle rinnovabili. Il commercio internazionale e interregionale nelle rinnovabili potrebbe divenire un'opzione fattibile, consentendo l'instaurazione di nuovi legami di interdipendenza, a patto che sostanziali investimenti vengano allocati per tempo sulla produzione e sulle infrastrutture. Infine, la *governance* globale dell'energia dovrebbe adeguarsi a tali trasformazioni e far fronte alle nuove priorità. Infine, essa dovrebbe essere più strettamente legata alla *governance* climatica.

### *Il ruolo dell'Europa nella transizione verso le rinnovabili*

Il Green Deal europeo prova a rispondere a tale nuovo scenario e a contribuire alla ridefinizione della posizione geopolitica europea sullo scenario globale. L'Europa parte da una posizione di leadership basata sulla quota relativamente alta di Fer nel suo mix energetico, alti livelli di investimento, innovazione, specializzazione, piani avanzati di politiche per l'integrazione delle rinnovabili, forte sostegno politico e – infine – infrastrutture diffuse. Al tempo stesso, l'Unione europea dovrebbe dimostrarsi poco accondiscendente nei riguardi delle inerzie che ancora si manifestano nella riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>. Il piano dell'Ue di proporsi come modello per altri paesi o regioni dovrebbe essere accuratamente programmato, in quanto potrebbe essere percepito come un eccesso di protagonismo morale, correndo così il rischio di alienare il consenso di altri paesi. L'Ue dovrebbe adattare la propria strategia in virtù delle pressioni sempre maggiori a cui l'ordine liberaldemocratico multilateralista si vede sottoposto. Il Green Deal europeo rappresenta una visione ambiziosa con una forte dimensione esterna. Esso combina il tradizionale *soft power* europeo con elementi di realismo (visibile nei riferimenti all'obiettivo di creare campioni europei delle Fer).

Le importazioni di petrolio e gas pesano in maniera consistente sulla bilancia commerciale Ue (20 per cento del valore totale dell'import nel 2018). La dipendenza dalle importazioni energetiche risulta rilevante (55 per cento nel 2018), in particolare dalla Russia (30-40 per cento della quota di mercato in importazioni di petrolio, gas e carbone). Come delineato anche nel Green Deal, una maggiore attenzione alle Fer ridurrebbe la dipendenza dalle importazioni e migliorerebbe la bilancia commerciale. A livello geo-economico, le rinnovabili potranno rappresentare sempre più un asset strategico chiave di politica industriale, aumentando la produttività e la competitività delle imprese Ue e riducendo al tempo stesso l'esposizione ai rischi connessi ad investimenti destinati a perdere valore (*stranded assets*). La forza dell'Europa poggerà sulla capacità di ottenere un vantaggio competitivo in prodotti e servizi specializzati piuttosto che nelle produzioni ad alta intensità di manodopera. Ciò richiederà un approccio maggiormente strategico verso le Fer al fine di concretizzare i benefici derivanti dai risparmi sui costi, da un'accresciuta cooperazione regionale e dall'innovazione nei singoli stati membri. Sebbene gli stati membri nominalmente identifichino le rinnovabili quali un pilastro importante della decarbonizzazione, essi non sempre mostrano interessi convergenti. Il sostegno all'adozione delle Fer non risulta uguale in tutti i paesi Ue e si registra ancora una certa opposizione da parte di alcuni stati membri e gruppi d'interesse nazionali. Nell'Ue è sempre più chiaro come un approccio inclusivo e partecipativo allo sviluppo e diffusione delle Fer costituisca un fattore essenziale al fine di evitare future inversioni di marcia.

Il 2021 rappresenterà un banco di prova per l'Europa nell'ottica di rendere operativa la "diplomazia del Green Deal" e mettere in atto una cooperazione con una prospettiva più globale. La prossima Conferenza delle Parti aderenti alla Convenzione delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (Cop26), co-



organizzata dal Regno Unito in collaborazione con l'Italia, così come le presidenze, rispettivamente italiana e britannica, del G20 e del G7, offriranno delle opportunità per mettere in pratica tali ambizioni. Il Green Deal europeo rende chiaro come gli sforzi per combattere il riscaldamento globale debbano essere un principio guida per la politica estera Ue. Questa verrà sempre più plasmata da politiche finanziarie, commerciali e climatiche sostenibili, le quali diverranno vettori fondamentali e facilitatori dell'agenda Ue per la transizione energetica globale.

### *La politica estera italiana in un mondo dominato dalle Fer*

L'Italia è all'avanguardia nel settore e rimane uno dei mercati più importanti al mondo per le Fer. All'incirca il 35 per cento dell'elettricità prodotta in Italia deriva dalle rinnovabili, al di sopra della media europea. Sebbene la crescita di nuovi investimenti abbia considerevolmente rallentato negli ultimi anni, l'Italia si posiziona settima al mondo per investimenti complessivi in capacità Fer, con 82 miliardi di dollari investiti tra il 2010 e il 2019. Nel contesto comunitario, l'Italia si pone alla guida nell'energia geotermica e idroelettrica e nei rispettivi componenti specifici; è al secondo posto per capacità installata e produzione di energia elettrica nel fotovoltaico; detiene la terza più alta produttività lavorativa in ambito Fer; è quinta in capacità e produzione e sesta in turnover e impiego nel settore eolico; e infine gode di una netta posizione di leadership nelle pompe di calore, ospitando sul proprio territorio più della metà delle dotazioni attualmente operative nell'Ue. Si stima che nel 2018 tutti i settori delle rinnovabili in Italia abbiano impiegato 120.000 persone. Nel 2017 il solo settore elettrico rinnovabile ha fornito il doppio della quota d'impiego derivante da combustibili fossili. L'Italia ha inoltre un settore privato dinamico: esso comprende le *utilities*, con produzione di Fer e operazioni commerciali in tutto il mondo; produttori competitivi di cavi e altri componenti per rinnovabili; e grandi compagnie energetiche con un interesse strategico ad abbracciare la transizione e dotate di know-how e capitali significativi. Altri importanti facilitatori della transizione energetica includono le agenzie regolatorie, gli operatori dei sistemi di trasmissione e distribuzione, i fornitori di servizi e le agenzie di ricerca e sviluppo. La *Statistical Factsheet* fornisce una visione d'insieme completa della posizione italiana nei principali indicatori Fer<sup>1</sup>.

Nonostante l'Italia parta da una posizione di leadership, è necessario che continui ad adoperarsi per mantenerla e accrescerla. Altri paesi hanno iniziato a muoversi sempre più rapidamente, e l'Italia ha bisogno di intensificare gli sforzi al fine di acquisire nuovi vantaggi competitivi. Ciò dipenderà anche dalle sue priorità di politica industriale e dagli investimenti in ricerca e innovazione, i quali dovranno necessariamente essere più elevati di quanto non lo siano oggi. L'Italia gode di una rete elettrica diffusa, digitalizzata, affidabile ed efficiente, ed è stata uno dei primi paesi a procedere all'installazione di contatori intelligenti. Si necessitano

<sup>1</sup> Istituto Affari Internazionali (IAI), *Geopolitics and Italian Foreign Policy in the Age of Renewable Energy. Statistical Factsheet*, Roma, IAI, giugno 2020, [https://www.iai.it/sites/default/files/iaip2013\\_statistical\\_factsheet.pdf](https://www.iai.it/sites/default/files/iaip2013_statistical_factsheet.pdf).

in ogni caso maggiori investimenti preventivi in infrastrutture elettriche al fine di favorire una maggiore diffusione delle rinnovabili e raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione. L'infrastruttura energetica necessaria include unità di immagazzinamento, batterie, sistemi di gestione sul versante della domanda e altre soluzioni digitalizzate, la rete nazionale e le interconnessioni. La mobilità elettrica dovrebbe divenire il pilastro principale di un sistema di trasporti decarbonizzato. L'Italia al momento appare indietro in tale trasformazione, nonché nel far fronte agli impatti negativi del proprio sistema di trasporti, specie se paragonato con quello di altri membri Ue. Ciò a fronte di uno scenario di vantaggio comparato potenzialmente significativo nei veicoli elettrici che si potrebbe acquisire mediante investimenti più ingenti nello sviluppo delle batterie e nelle infrastrutture di ricarica. Altri vantaggi comparati potenziali risiedono nelle tecnologie di isolamento, produzione fotovoltaica, illuminazione, riscaldamento e raffreddamento.

Il solare e l'eolico costituiranno con ogni probabilità gli elementi chiave per raggiungere gli obiettivi governativi di 187 TWh di produzione di energie rinnovabili entro il 2030 (un incremento del 65 per cento se paragonato con il 2019) definito nel Piano nazionale integrato per l'energia e il clima (Pniec) presentato alla fine del 2019. Altri fattori includono le pompe di calore, la produzione di termico solare, e sei milioni di veicoli elettrici (dei quali quattro milioni totalmente elettrici) entro il 2030. Sebbene tali incrementi appaiano significativi, il Pniec dovrà essere aggiornato in modo da riflettere i prossimi nuovi obiettivi comunitari per il 2030 (riduzione di emissioni di gas serra del 55 per cento al di sotto dei livelli del 1990 entro il 2030) e gli impegni nazionali ed europei per il raggiungimento della neutralità climatica entro il 2050.

Sebbene le tradizionali questioni di sicurezza energetica in Italia relative ai combustibili fossili rimangano importanti, queste potrebbero gradualmente passare in secondo piano man mano che si accentuerà il processo di decarbonizzazione. Nel 2017 la diffusione delle rinnovabili in Italia ha reso possibile una diminuzione del consumo di combustibili fossili del 17 per cento. Il ritmo di tale trend determinerà le considerazioni di sicurezza energetica e l'importanza geopolitica delle Fer per l'Italia, in particolare secondo le direttrici seguenti:

- Le Fer continueranno a cambiare la nozione di sicurezza energetica, e la politica estera italiana dovrebbe adattarsi a tale nuova realtà. Sin dal 2010 la domanda italiana di combustibili fossili è diminuita e, man mano che aumentano gli sforzi verso la decarbonizzazione, è prevista un'ulteriore diminuzione in tal senso. La politica estera italiana dovrebbe determinare con regolarità le proprie priorità alla luce di tali trasformazioni, adattando di conseguenza le relazioni con i principali fornitori di combustibili fossili. In ogni caso, i rapporti con i paesi delle regioni comprese nelle aree Medio Oriente-Nord Africa (Mena) ed ex Unione Sovietica rimarranno importanti, considerato che gli interessi strategici vanno oltre l'energia.
- Una più generale adozione delle Fer sta trasformando il settore energetico italiano, ridefinendo l'interesse nazionale. Le rinnovabili possono determinare nuove opportunità di business per l'Italia e creare nuovi vantaggi comparati per un paese

altamente esposto alla competizione globale. Esse possono altresì creare legami di interdipendenza positivi con nuovi partner. Le imprese con sede in Italia detengono interessi consistenti in paesi e regioni in tutto il mondo, comprese America latina e Africa sub-sahariana. La politica estera italiana dovrebbe impegnarsi sempre più in tali regioni. Aree geograficamente vicine all'Italia quali i Balcani occidentali racchiudono anch'esse del potenziale di produzione di Fer.

- Un'adozione più capillare delle Fer ridurrebbe la dipendenza geopolitica italiana dai fornitori di combustibili fossili, dai paesi di transito, dai colli di bottiglia geopolitici e dalla vulnerabilità agli shock negli approvvigionamenti; migliorerebbe la bilancia commerciale italiana; e, con il resto dell'economia, la proteggerebbe dalla volatilità dei prezzi delle materie prime. Ogni anno, l'Italia importa circa il 90 per cento del proprio fabbisogno di petrolio e gas e l'ammontare delle importazioni medie nette di combustibili fossili tra il 2008 e il 2018 era pari a 44 miliardi di euro – dei quali 2 miliardi per il carbone, 17 miliardi per il gas e 25 miliardi per il petrolio. Le importazioni sono dominate dai paesi nelle regioni Mena e ex Urss. Tale alto livello di dipendenza ha sinora avuto logicamente un impatto sullo spazio di manovra per la politica estera italiana.

- Man mano che la domanda di combustibili fossili da parte dei principali mercati consumatori diminuirà, gli esportatori dovranno far fronte all'ardua sfida di ripensare i propri modelli economici e sociali. Rientra tra gli interessi di sicurezza italiani (ed europei) sostenere tale processo in maniera prudente, assicurando una transizione ordinata ed equa. Ciò potrebbe altresì favorire la creazione di nuove opportunità di business per le imprese italiane.

### *Principali raccomandazioni politiche*

- Considerato il ruolo fondamentale delle rinnovabili nella lotta ai cambiamenti climatici e nella transizione energetica, priorità per il paese, l'Italia dovrebbe favorire una loro più generale adozione anche nel vicinato europeo e a livello globale. Ciò richiede un'azione su molteplici livelli (politico, diplomatico, finanziario e regolatorio). L'Italia deve allineare le proprie priorità geopolitiche al nuovo contesto energetico, gestendo al tempo stesso la transizione in maniera ordinata. Per promuovere in maniera più efficace le Fer a livello globale, l'Italia dovrà supportarne l'adozione in modo più coerente e incisivo. Il focus della sicurezza energetica si sposterà gradualmente dai combustibili fossili. In linea con gli impegni dell'Accordo di Parigi e l'obiettivo di garantire una transizione ordinata, alle compagnie produttrici di combustibili fossili verrà richiesto di porre in essere strategie di diversificazione.

- Per una migliore valutazione e una più efficace gestione della transizione, e per la promozione delle Fer e di altre tecnologie pulite, l'Italia dovrebbe considerare l'idea di istituire un "Osservatorio per l'Energia" indipendente che includa diverse expertise. Questo strumento potrebbe fornire dati indipendenti, imparziali, basati su osservazioni empiriche, trasparenti e affidabili, valutare i rischi e le opportunità

poste dalla transizione, avanzare soluzioni di *policy* e, in questo modo, guidare le decisioni diplomatiche e politiche. Servono ulteriori analisi, in particolare per identificare più chiaramente i vantaggi comparati dell'Italia nelle tecnologie Fer che ancora non vengono sfruttati.

- A partire dagli sforzi della Cabina di regia sull'energia istituita in seno alla Direzione generale Mondializzazione del Ministero degli Affari esteri e della Cooperazione internazionale – un'ulteriore istituzionalizzazione e rafforzamento del coordinamento e del dialogo interministeriale sono auspicabili. Un gruppo di coordinamento istituzionalizzato per la diplomazia energetica dovrebbe includere funzionari di alto rango da più ministeri (Affari esteri, Sviluppo economico, Economia e Finanze, Infrastrutture, Ambiente e Agricoltura) e la Presidenza del Consiglio. L'Osservatorio sull'Energia dovrebbe supportare analiticamente il lavoro del gruppo di coordinamento e il governo dovrebbe dare mandato all'Osservatorio di esplorare quesiti e problemi fondamentali. L'obiettivo è allineare gli sforzi diplomatici in diverse aree di competenza, valutare meglio la velocità, i rischi e le opportunità della transizione, e da ultimo discutere come definire una politica estera dell'energia più strategica e proattiva, in linea con gli obiettivi climatici.

- Una priorità della politica estera italiana è quella di valutare e adattare le relazioni con gli attuali fornitori di combustibili fossili, in particolare delle regioni Mena e ex Urss. In queste aree, le ridotte esportazioni di tali risorse eroderanno verosimilmente gli introiti e creeranno instabilità. Minori esigenze di importazioni tenderanno altresì a ridurre l'interdipendenza tra l'Italia e queste regioni nel corso del tempo, sebbene i rapporti politici rimarranno importanti dato che gli interessi strategici vanno al di là dell'energia. Eventuali crisi nei paesi produttori di combustibili fossili nelle regioni Mena e ex Urss potrebbero avere ripercussioni significative sull'Italia. È dunque opportuno mantenere un'interdipendenza commerciale con tali paesi in un mondo altamente decarbonizzato. Tale interdipendenza si dovrebbe basare sempre più sulle Fer e su altre tecnologie pulite. Nuove e lungimiranti modalità per rapportarsi costruttivamente con questi partner dovranno essere individuate. L'Italia, con il sostegno dell'Ue, dovrebbe favorire la creazione di nuovi modelli di sviluppo economico in tali paesi. Le rinnovabili possono dare il via a nuove catene di valore e creare impiego a livello locale, in particolare per i giovani. Grazie alle rinnovabili, le imprese italiane potrebbero inoltre trovare nuove opportunità di business in quelle regioni.

- Allo stesso tempo, una maggiore attenzione dovrebbe essere rivolta al rafforzamento delle relazioni con i mercati emergenti per le tecnologie pulite – in particolare con l'America Latina, l'Africa e l'Asia orientale - mediante un impegno politico di alto livello. Grazie anche alle rinnovabili, nuovi vincoli di interdipendenza positiva possono essere creati oltre alle tradizionali aree di interesse, espandendo così la portata geopolitica dell'Italia. Le ambasciate italiane e gli uffici per il commercio dovrebbero facilitare l'individuazione di nuovi partner e di nuove opportunità di business, nonché il trasferimento di know-how e di *best practices* a livello regolatorio.



## 1. Introduzione

Questo studio esplora l'evoluzione in ottica geopolitica delle fonti di energia rinnovabili (Fer) e le potenziali implicazioni di una più ampia adozione di queste ultime per l'Unione europea e per la politica estera italiana. Il suo obiettivo è quello di delineare un quadro comprensivo e aggiornato di un tema sempre più importante e in rapida evoluzione al fine di offrire linee guida per il dibattito politico nonché spunti per ricerche future.

### 1.1 Contesto e scopo

La geopolitica energetica sarà soggetta a significative trasformazioni come risultato della transizione energetica, in particolare a causa della crescita delle Fer. Nella fase attuale risulta difficile determinare con esattezza che tipo di trasformazioni avranno luogo. L'incertezza è acuita dal Covid-19 e dalla crisi economica che la pandemia ha generato. È comunque possibile escludere un prolungamento indefinito dell'attuale *status quo* di geopolitica energetica. Da un lato, infatti, un'eventuale inerzia nel combattere il surriscaldamento globale porterebbe a conseguenze catastrofiche, con gravi implicazioni (anche) sulla sicurezza energetica. Il cambiamento climatico si staglia infatti quale uno dei più importanti problemi collettivi del 21° secolo, anche per via dei suoi potenziali *spin-off* in termini di maggiori rischi di tensioni sociali, conflitti e migrazioni. Dall'altro lato, l'azione di contrasto al cambiamento climatico comporta una trasformazione radicale del consumo globale di energia, così come della produzione e dei flussi commerciali - generando così anche un cambiamento fondamentale nel panorama della sicurezza energetica.

In un contesto in rapido cambiamento, le rinnovabili svolgono un ruolo centrale nella transizione energetica. Uno dei due obiettivi generali di questo studio è offrire nuove prospettive al dibattito in corso sulla geopolitica delle Fer. Una più generale adozione delle Fer nel mix energetico mondiale racchiude il potenziale per mettere in moto una vasta serie di cambiamenti. Molti di questi sono l'implicazione diretta delle caratteristiche stesse delle Fer e degli aspetti della loro produzione, distribuzione e commercio. Questi includono gli aspetti relativi all'effettiva gestione dell'intermittenza delle Fer e il ruolo delle infrastrutture energetiche (che è destinato a cambiare), i problemi di sicurezza collegati alle reti elettriche, il ruolo crescente della digitalizzazione e della tecnologia, l'emergere dei cosiddetti produttori-consumatori (*prosumers*), i cambiamenti nella specificità degli asset e la distribuzione delle risorse. Questo studio intende fornire una panoramica delle implicazioni geopolitiche di trend quali la regionalizzazione e la decentralizzazione, che dovrebbero essere favoriti dalla transizione verso le Fer. Tali fattori indicano come la nozione di sicurezza energetica stia cambiando quale risultato di una più generale adozione delle rinnovabili. Per un'analisi generale e dettagliata di ognuno dei trend sopraccitati, vi sarà bisogno di ulteriori studi.

In secondo luogo, lo studio guarda all'impatto di una più generale adozione delle rinnovabili sugli equilibri di potere, includendo riflessioni sulla dimensione

eminentemente geopolitica così come una più prettamente geo-economica, la quale considera la bilancia commerciale e i vantaggi comparati. La produzione di combustibili fossili rappresenta la principale risorsa economica per molti paesi produttori di petrolio e gas, ed anche alcuni importatori netti di energia hanno costruito il proprio successo su modelli di sviluppo economico ad alta intensità di carbonio. D'altro canto, molti paesi avranno benefici dalla transizione energetica, in particolare gli importatori netti di energia di oggi che saranno in grado di innovare, e paesi con scarso accesso all'energia che saranno in grado di fare il grande salto verso le rinnovabili. Infine, è importante sottolineare che i vari paesi del mondo hanno disponibilità economiche diverse per investire nella transizione energetica (così come in strategie di mitigazione e adattamento climatico). Un cambiamento degli equilibri geopolitici è dunque quasi certamente garantito.

Secondo i modelli energetici e climatici più comunemente riconosciuti<sup>2</sup>, l'attuale andamento delle emissioni di gas serra a livello globale – ipotizzando peraltro l'implementazione degli attuali impegni nazionali presentati come richiesto dall'accordo di Parigi (i contributi determinati a livello nazionale)<sup>3</sup> – porterebbe a un aumento medio delle temperature fino a 3 gradi entro il 2100. Ciò rappresenta una stima ben al di sopra delle soglie oltre le quali gli scienziati mettono in guardia dalla possibilità di conseguenze distruttive e irreversibili, e ben oltre gli obiettivi concordati a livello internazionale a Parigi nel 2015 di limitare il surriscaldamento a 1,5 gradi. Al fine di perseguire tale obiettivo, il raggiungimento della neutralità climatica entro il 2050 rappresenta un passo necessario. Gli scenari che dipingono un simile futuro indicano una rapida ascesa delle Fer – assieme all'efficienza energetica. Secondo l'International Renewable Energy Agency (Irena), ogni regione detiene un grande potenziale di incremento della propria quota di rinnovabili nell'utilizzo totale di energia<sup>4</sup>. Oltre ai chiari benefici in termini ambientali, le Fer determinerebbero altresì un accesso all'energia più ampio e a costi contenuti, un miglioramento nel welfare umano così come la creazione di posti di lavoro, maggiori sicurezza e resilienza, sviluppo economico e sociale<sup>5</sup> e crescita democratica – tutti elementi vitali per raggiungere gli obiettivi di sviluppo sostenibile dell'Onu.

<sup>2</sup> Si veda ad esempio: United Nations Environment Programme (Unep), *Emissions Gap Report 2019*, Nairobi, Unep, novembre 2019, <https://www.unenvironment.org/node/26776>; o Intergovernmental Panel on Climate Change (Ippc), "Summary for Policymakers", in *Global Warming of 1.5°C*, ottobre 2018, <https://www.ipcc.ch/sr15/chapter/spm>; così come gli scenari dell'Agenzia internazionale dell'energia, in particolare per gli attuali impegni.

<sup>3</sup> Il mondo oggi segue una pericolosa traiettoria per ciò che riguarda le emissioni di gas serra, pur se si prendono in considerazione gli impegni di riduzione delle emissioni assunti a livello nazionale. Ad esempio prima del ritiro degli Usa dall'Accordo di Parigi era stato calcolato che la traiettoria delineata dai tutti i contributi assunti a livello nazionale alla Cop21 avrebbe portato a un riscaldamento globale di 2,7 gradi.

<sup>4</sup> Irena, *Global Energy Transformation. A Roadmap to 2050*, Abu Dhabi, aprile 2018, <https://www.irena.org/publications/2018/Apr/Global-Energy-Transition-A-Roadmap-to-2050>.

<sup>5</sup> Irena, *A New World. The Geopolitics of the Energy Transformation*, Abu Dhabi, gennaio 2019, <https://www.irena.org/publications/2019/Jan/A-New-World-The-Geopolitics-of-the-Energy-Transformation>.

L'Ue si è impegnata a raggiungere la neutralità climatica entro il 2050 attraverso una transizione socialmente equa. Ciononostante, altri grandi attori si stanno muovendo o troppo lentamente o con vere e proprie marce indietro rispetto ai propri obiettivi climatici. In una serie di paesi in via di sviluppo, ad esempio, la promozione delle rinnovabili va di pari passo con l'installazione di nuove capacità carbonifere (con più di 500 GW di nuove centrali a carbone aggiunte a livello mondiale<sup>6</sup> solo nell'ultimo decennio). D'altro canto, le Fer dominano i nuovi apporti al mix globale di produzione elettrica – avendo raggiunto i 2.537 GW nel 2019 (+176 GW dal 2018)<sup>7</sup>. Negli ultimi trent'anni, iniziative multilaterali e regionali sono state sviluppate per far fronte ai cambiamenti climatici; si registrano però un'accresciuta frammentazione e nuove minacce all'approccio multilateralista.

Se si guarda al di là degli effetti positivi di breve termine sull'inquinamento dell'aria e sulle emissioni di CO<sub>2</sub> a livello locale<sup>8</sup>, la crisi del Covid-19 rischia di aumentare la frammentazione sullo scacchiere globale e di porre significative sfide alla transizione energetica<sup>9</sup>. D'altro canto, la pandemia potrebbe ricordare a tutti l'importanza della crescita sostenibile e offrire opportunità per una ripresa verde. Il rinvio della Cop26 al 2021 darà più tempo ai paesi per rivedere le proprie politiche e i prezzi ai minimi storici del petrolio offrono un'opportunità di eliminare gradualmente i sussidi ai combustibili fossili. In ogni caso, il rischio che pacchetti di stimolo in favore di produzioni ad alta intensità carbonica vengano posti in essere quali parte di piani di recupero è alto. La risposta che i paesi daranno alla recessione economica scatenata dal Covid-19 avrà un impatto fondamentale sul clima. Se i capitali mobilitati dai piani di rilancio vengono investiti in infrastrutture per il trasporto di fonti ad alta intensità carbonica con effetti di *lock-in*, vi è il rischio che la crisi da Covid-19 abbia un effetto negativo netto sulle emissioni. Delle clausole di condizionalità agli aiuti di stato potrebbero pertanto essere necessarie per assicurare che gli stimoli economici non intacchino gli sforzi per limitare il cambiamento climatico.

In questo studio la nozione di "geopolitica delle Fer" fa riferimento sia ai fattori politici che influenzano la produzione, il commercio e il consumo di energie rinnovabili che le conseguenze internazionali di una loro adozione più capillare. Lo studio guarda oltre la politica delle grandi potenze e i grandi rivolgimenti globali e include anche elementi sociali e geo-economici.

<sup>6</sup> Frankfurt School-Unep Centre e Bnef, *Global Trends in Renewable Energy Investment*, Frankfurt am Main, Frankfurt School of Finance & Management, settembre 2019, <https://www.fs-unep-centre.org/global-trends-in-renewable-energy-investment-2019>.

<sup>7</sup> Irena, *Renewable Capacity Statistics 2020*, Abu Dhabi, marzo 2020, <https://www.irena.org/publications/2020/Mar/Renewable-Capacity-Statistics-2020>.

<sup>8</sup> Lauri Myllyvirta, "Analysis: Coronavirus Temporarily Reduced China's CO<sub>2</sub> Emissions by a Quarter", in *Carbon Brief*, 19 febbraio 2020, <https://www.carbonbrief.org/analysis-coronavirus-has-temporarily-reduced-chinas-co2-emissions-by-a-quarter>.

<sup>9</sup> Luca Franza, "Is Coronavirus Good for Our Sick Planet?", in *IAI Commentaries*, n. 20|13 (marzo 2020), <https://www.iai.it/it/node/11432>.

## 1.2 Uno sguardo più da vicino sull'Europa e l'Italia

Questo studio si concentra sull'Ue e sull'Italia, guardando in particolare alle implicazioni che una più generale adozione delle Fer ha per la politica estera e politica energetica estera dell'Italia. La sezione 2 si collega alle sezioni 3 e 4 identificando i principali trend globali, i quali vengono poi tradotti in implicazioni per l'Ue e per l'Italia.

L'Italia è stata tra i primi paesi ad aver adottato le Fer massicciamente e viene spesso sottolineato come essa goda di una posizione di leadership nel settore. Ciò può e dovrebbe tradursi in un maggiore peso geopolitico, considerando altresì che le opportunità offerte dai combustibili fossili sono limitate, considerata la scarsa dotazione di questi da parte dell'Italia nonché la cronica dipendenza dalle importazioni. In Italia vi è stato un consistente sostegno politico alle rinnovabili e il paese può al contempo annoverare molti solidi attori privati che in esse investono. Appare a questo punto necessaria una mappatura della leadership italiana nelle Fer nel quadro di una più ampia discussione sulla geopolitica energetica. Questo studio cercherà di fare il punto sulla leadership italiana in una serie di settori relativi alle energie rinnovabili e condividere riflessioni sul suo ulteriore potenziale di crescita. Segnatamente, si valuterà la posizione italiana con riguardo ai suoi risultati in ambito comunitario in una serie di parametri Fer, compresi l'impiego, il turnover, la capacità installata, la produzione, gli investimenti e il commercio. Questo studio fornisce sostanzialmente una prima visione d'insieme, la quale può essere un buon punto di partenza per valutare il primato italiano (esistente e potenziale) nelle Fer. Saranno necessari maggiori studi approfonditi, in particolare sugli aspetti geoeconomici della transizione alle Fer e una più accurata identificazione dei vantaggi comparati esistenti e potenziali.

La diffusione delle rinnovabili in Italia è aumentata in maniera sostanziale nell'ultimo decennio (quantunque abbia rallentato negli ultimi anni), e queste ora contribuiscono per circa il 18 per cento al consumo totale finale di energia. Come verrà mostrato in questa sede e in una relativa *Statistical Factsheet* redatta dall'Istituto Affari Internazionali (IAI), l'Italia risulta uno dei paesi che più ha investito nelle capacità in energie rinnovabili nell'ultimo decennio, e vanta una posizione di leadership in una serie di fonti di energia rinnovabili, così come un grande potenziale per ulteriori miglioramenti. L'impegno politico verso le rinnovabili è altresì forte. Alla fine di dicembre 2019 il governo ha inviato alla Commissione europea il proprio Piano nazionale integrato per l'energia e il clima (Pniec), il quale prevede una quota del 30 per cento di Fer nel consumo energetico totale finale entro il 2030. A livello politico, l'Italia sostiene l'obiettivo di raggiungere la neutralità climatica entro il 2050 sia a livello europeo che a livello interno, così come l'incremento dell'obiettivo Ue di emissioni al 50-55 per cento entro il 2030 (il quale richiederà probabilmente una revisione del Pniec).

L'interesse per l'Italia è chiaramente non solo interno. Una dipendenza di lungo termine dai combustibili fossili importati ha influenzato la politica estera del



governo italiano negli ultimi decenni, così come l'azione di attori pubblici e privati nel campo dell'energia e la bilancia commerciale del paese. Una più ampia adozione delle Fer ha il potenziale di cambiare radicalmente la posizione della politica estera italiana in una serie di aspetti. Più in generale, detiene altresì il potenziale di modificare le dinamiche globali e il panorama sociale, economico e politico dei paesi vicini all'Italia, ivi comprese la regione del Medio Oriente e Nord Africa e la Russia. Da una prospettiva geo-economica, le Fer costituiscono un settore relativamente giovane in cui l'Italia può puntare ad acquisire un significativo vantaggio comparato. Ciò si può tradurre in una migliore bilancia commerciale e in nuove opportunità internazionali per le grandi aziende produttrici di Fer, creando nuovi legami di interdipendenza positivi con i paesi dove gli investimenti hanno luogo.

## 2. La geopolitica delle Fer: trend globali

### 2.1 Drivers della crescita delle rinnovabili e vantaggi comparati

Nell'ultimo decennio, le Fer sono emerse come la fonte energetica con il più rapido ritmo di crescita. Comprendere i fattori principali alla base di tale crescita costituisce un elemento importante per afferrarne anche i drivers futuri. Inoltre, rende anche possibile delineare le aree in cui i paesi possano intervenire in modo da poter sfruttare appieno il potenziale delle rinnovabili in termini di sostenibilità, sicurezza e accessibilità dei costi, e in modo da guadagnarsi una posizione di leadership nel settore.

La tecnologia, l'economia, le politiche, la finanza e le preferenze dei consumatori hanno sinora rappresentato fattori chiave nel promuovere l'adozione delle Fer, e continueranno ad essere fondamentali in futuro. Oltre ad intervenire direttamente nella regolamentazione del mercato energetico, le politiche possono anche definire il panorama tecnologico ed economico-finanziario – rendendoli più o meno favorevoli alle rinnovabili. In ogni caso, non ogni singolo sviluppo può essere guidato dai legislatori. Si potrebbero verificare eventi cosiddetti "black swan" o innovazioni tecnologiche inaspettate che alterano significativamente il panorama Fer. Inoltre, è importante sottolineare come gli stati non siano isolati l'uno dall'altro. Al contrario, essi sono parte di un sistema globale in cui le politiche di un paese possono ridurre i costi di una certa tecnologia rinnovabile, la quale può essere poi adottata a costi più accessibili anche da altri paesi. Una combinazione di visioni lungimiranti e adattamenti reattivi e flessibili è pertanto essenziale.

La riduzione dei costi è stato un fattore fondamentale nella crescita delle Fer nell'ultimo decennio. Mentre le tecnologie rinnovabili mature – compresi l'idroelettrico e il geotermico – sono da tempo competitive, altre – eolico e solare in particolare – hanno visto i propri costi diminuire in maniera significativa solo recentemente. Dal 2010 il costo livellato dell'energia per il fotovoltaico solare è calato dell'81 per cento, per l'eolico *onshore* del 46 per cento e per quello *offshore*

del 44 per cento<sup>10</sup>. Il trend probabilmente continuerà nel prossimo futuro: in cinque anni, ci si attende una diminuzione del 59 per cento del costo medio del fotovoltaico solare, del 26 per cento dell'eolico *onshore* e del 35 per cento in quello *offshore*<sup>11</sup>. Previsioni incoraggianti si applicano anche ai prezzi dei sistemi a concentrazione solare (37 per cento in meno)<sup>12</sup> e al costo delle batterie agli ioni di litio (80 per cento in meno)<sup>13</sup>. Le rinnovabili rappresentano già l'opzione più economica per la generazione in molte aree del mondo e con ogni probabilità guadagneranno ulteriore competitività nei prossimi anni. Una combinazione di politiche industriali verdi e le relative economie di scala nella produzione, i miglioramenti nella generazione delle apparecchiature, una certa concorrenza lungo la filiera e minori costi di finanziamento hanno contribuito a ridurre i costi di installazione delle Fer<sup>14</sup>.

In futuro, il focus probabilmente si sposterà dai costi di installazione ai costi di adattamento del sistema. Ancora una volta, una combinazione favorevole di variabili tecnologiche, economiche e politiche saranno necessarie per assicurare un efficace adattamento del sistema. I paesi che integreranno con maggior successo le Fer nei propri sistemi energetici godranno di un vantaggio rispetto alle altre nazioni. Ciò significa tenere i costi sotto controllo garantendo al tempo stesso la stabilità degli approvvigionamenti e un'ampia diffusione delle reti.

Altri fattori che favoriscono le Fer derivano dall'innovazione e dalla digitalizzazione. Nuove tecnologie digitali, quali le *smart grid*, i *big data*, le tecnologie *blockchain*, l'intelligenza artificiale e l'*internet of things* vengono adesso progressivamente applicate all'industria energetica<sup>15</sup>, accelerando l'uso delle Fer nei sistemi di produzione e trasmissione intelligenti. Tali elementi acquisiranno maggiore importanza nel momento in cui le reti elettriche diverranno centrali nel sistema energetico e i nostri schemi di sviluppo economico, mobilità e consumo di energia cambieranno nel contesto di una più profonda transizione energetica. Gli stati che puntano a guadagnarsi una posizione di leadership nelle Fer, specialmente se non possono contare su bassi costi del lavoro, dovranno combattere per la leadership tecnologica. Trovare modi per proteggere nuove innovazioni tecnologiche dal *free-riding* da parte di altri paesi è parte di una strategia solida per promuovere e difendere la leadership nelle Fer.

L'importanza delle politiche e della regolamentazione per un'adozione diffusa e senza ostacoli delle rinnovabili non può essere sovrastimata. Le strategie e gli

<sup>10</sup> Frankfurt School-Unep Centre e Bnef, *Global Trends in Renewable Energy Investment*, cit.

<sup>11</sup> Irena, *The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025*, Abu Dhabi, giugno 2016, <https://www.irena.org/publications/2016/Jun/The-Power-to-Change-Solar-and-Wind-Cost-Reduction-Potential-to-2025>.

<sup>12</sup> Irena, *A New World. The Geopolitics of the Energy Transformation*, cit.

<sup>13</sup> Ibid.

<sup>14</sup> Frankfurt School-Unep Centre e Bnef, *Global Trends in Renewable Energy Investment*, cit.

<sup>15</sup> Irena, *Artificial Intelligence and Big Data. Innovation Landscape Brief*, Abu Dhabi, settembre 2019, <https://www.irena.org/publications/2019/Sep/Artificial-Intelligence-and-Big-Data>.

obiettivi nazionali hanno sostenuto le Fer fornendo linee guida agli investitori e dovrebbero continuare a farlo. Al 2018 quasi tutti i paesi e molte giurisdizioni sub-nazionali (compresi stati federali e città) hanno adottato qualche forma di obiettivo Fer, sebbene la maggior parte degli sforzi si siano concentrati sinora sul settore elettrico, creando l'urgenza di espandere l'ambito delle Fer ad altri settori<sup>16</sup>. Gli obiettivi e le visioni sono stati supportati da tariffe *feed-in*, agevolazioni fiscali ed altri regimi di sostegno e di garanzia. Specifiche strategie di decarbonizzazione a livello nazionale (ad es. la messa in disuso del carbone secondo una determinata tempistica in molti paesi europei e dell'Asia nord-orientale o la dismissione dell'energia nucleare a causa degli alti costi e i problemi di sicurezza in paesi quali la Germania) hanno altresì rafforzato e rafforzeranno ulteriormente la diffusione delle Fer. Spesso, l'obiettivo di ridurre l'inquinamento dell'aria a livello locale ha rappresentato più un sostegno alle Fer che alla lotta contro il riscaldamento globale, come nel caso della Cina. Gli stati che sono in grado di definire politiche stabili e lunga prospettiva (per guidare e stimolare investimenti coerenti) ed efficaci regolamentazioni (per gestire le conseguenze di una più ampia adozione delle Fer, per natura intermittenti) godranno di un vantaggio relativo nei confronti degli altri.

Il coinvolgimento del settore privato risulta parimenti fondamentale. Gli investimenti privati nelle rinnovabili, in particolare da parte delle *utilities*, costituiscono una componente essenziale della transizione energetica. Le imprese ricevono pressioni per ridurre la propria *carbon footprint* e per definire il *carbon risk* relativo alle proprie operazioni. Un numero sempre più consistente di istituti bancari, fondi sovrani, fondi pensione, banche multilaterali di sviluppo e compagnie assicurative stanno progressivamente rendendo "più verde" le proprie azioni, disinvestendo dai combustibili fossili e dirottando parte dei propri investimenti sulle Fer. La finanza è invero uno dei vettori principali dietro i crescenti investimenti nelle capacità delle rinnovabili: il progressivo aumento delle fonti finanziarie pubbliche (ad es. sovvenzioni, garanzie, strumenti di riduzione del rischio, ecc.) costituisce condizione necessaria assieme alla finanza privata. Paesi in cui il governo riesce a definire un equilibrio tra una visione strategica (per evitare la dispersione degli investimenti) e la possibilità per il mercato di esprimere la propria innovazione e potenziale attraverso la concorrenza, saranno avvantaggiati. Sarà altresì cruciale per gli stati disporre di attori privati dinamici, innovativi e finanziariamente solidi che abbiano la volontà di investire nel settore Fer.

Infine, lo slancio globale verso le rinnovabili rappresenta il risultato delle preferenze dei consumatori per opzioni più pulite e della pressione su attori pubblici e privati. La pressione da parte dell'opinione pubblica probabilmente crescerà in futuro considerato che il dossier sulla transizione energetica guadagna importanza. I paesi che avranno più successo saranno quelli in grado di soddisfare le aspettative dell'opinione pubblica per quanto concerne una più ampia adozione di tecnologie

<sup>16</sup> REN21, *Renewables 2019. Global Status Report*, Paris, giugno 2019, <https://www.ren21.net/gsr-2019>.

energetiche pulite, assicurando al tempo stesso che tutte le comunità ne traggano beneficio.

## 2.2 Caratteristiche principali delle Fer

Le Fer denotano varie caratteristiche che le distanziano considerevolmente dai combustibili fossili, quali una minore concentrazione, una disponibilità potenzialmente illimitata, e l'intermittenza. Le Fer sono più inclini a determinare una decentralizzazione e una regionalizzazione nella produzione energetica, nel consumo e nel commercio. In ogni caso, l'autosufficienza energetica non è necessariamente sempre possibile, dato che la tecnologia, i materiali e le catene di fornitura continueranno ad essere condizionati da sviluppi globali. In linea generale, le Fer spostano l'attenzione dalla sicurezza delle vie marittime, degli oleo-gasdotti e dalle consegne di volumi fisici alla sicurezza delle reti elettriche e alla fornitura di materiali critici.

Diversamente dai combustibili fossili, che sono geograficamente concentrati, le Fer esistono, in una forma o in un'altra, in tutti i paesi – benché naturalmente in percentuali diverse. Ragionevolmente, alcune regioni potrebbero godere di vantaggi geografici su certe risorse rispetto ad altre (ad es. le regioni costiere tendono ad avere chiari vantaggi nella produzione di energia eolica, l'esposizione solare cambia da regione a regione, la produzione di energia idroelettrica necessita di rilievi montuosi, e così via) ma senza dubbio un numero maggiore di paesi acquisisce maggiore potenziale di produzione di energia grazie alle rinnovabili. In aggiunta, la disponibilità delle Fer difficilmente cambierà nel corso del tempo al di là di alcune specifiche eccezioni<sup>17</sup>, mentre i combustibili fossili sono una risorsa finita<sup>18</sup>.

La grande disponibilità di Fer in tutto il mondo potrebbe rivelarsi una benedizione per quei paesi che tradizionalmente sono sempre stati dipendenti da forniture estere e che potrebbero invece tramutarsi in esportatori netti di energie rinnovabili o di componenti fondamentali per tecnologie Fer (ad es. il Marocco per l'energia solare e il Cile per il litio) o per quelle regioni con scarso accesso energetico ma ricche di risorse rinnovabili che potrebbero essere sfruttate (anche) in maniera decentrata (ad es. l'Africa sub-sahariana).

In ogni caso, questo non significa che l'autosufficienza energetica sia sempre possibile o desiderabile. Questo perché, come detto, il potenziale Fer non è diffuso in maniera uniforme nel mondo. Alcuni paesi potrebbero generare più efficientemente alcuni tipi di energie pulite rispetto ad altri. Gli stati affronteranno

<sup>17</sup> Ad esempio la ridotta disponibilità d'acqua per la produzione di energia idroelettrica dovuta alla siccità.

<sup>18</sup> Daniel Scholten e Rick Bosman, "The Geopolitics of Renewable Energy: Exploring Political Implications of Renewable Energy Systems", in *Technological Forecasting and Social Change*, Vol. 103 (febbraio 2016), p. 273-283.



poi una decisione *"buy or make"*, una scelta tra importazioni più economiche da regioni con condizioni più favorevoli (e costi più bassi) e una maggiore sicurezza negli approvvigionamenti garantita dalla produzione interna (benché potenzialmente meno efficiente in termini di costi)<sup>19</sup>. In un mondo aperto, un paese si specializzerà più probabilmente o efficientemente negli aspetti del commercio delle energie rinnovabili nei quali dimostri di godere di un vantaggio comparato basato su dotazioni, tecnologie, costi e opzioni di trasporto, tra le altre cose. Allo stesso modo, alcune imprese potrebbero posizionarsi meglio di altre per avere successo nel crescente mercato delle Fer, condizionando in ultima analisi la posizione del proprio paese in un mondo incentrato sulle rinnovabili. Avere attori privati solidi nel settore Fer conferisce altresì potere al paese dal punto di vista della sicurezza energetica.

Al di là della diffusa disponibilità, l'intermittenza rappresenta una caratteristica rilevante delle energie rinnovabili, fattore che obbliga gli Stati a equipaggiare adeguatamente i propri sistemi ai fini di una penetrazione sicura di energia variabile. L'intermittenza pone varie sfide alla sicurezza delle forniture se paragonata ai combustibili fossili. L'intermittenza Fer verosimilmente trasforma il mercato dall'essere determinato dalla domanda all'essere maggiormente determinato dall'offerta. Vari paesi si sono impegnati ad accelerare gli investimenti nello stoccaggio (con batterie) per i sistemi di energia elettrica. In aggiunta, l'idrogeno viene sempre più considerato tra le soluzioni possibili, dato che risulta promettente per l'immagazzinamento e l'integrazione di settore. Considerato che il contributo delle fonti di energia rinnovabili aumenta, una più generale digitalizzazione svolge altresì un ruolo fondamentale nel mantenere bilanciate le reti. Infine anche l'integrazione del mercato elettrico, per esempio in Europa, può aiutare a ridurre l'intermittenza, anche se vi sono limitazioni dato che alcuni schemi meteorologici sono correlati.

In aggiunta, rispetto agli idrocarburi più concentrati, le tecnologie di produzione Fer guardano a sistemi energetici maggiormente distribuiti in cui ognuno può potenzialmente fungere da fornitore – aprendo così la strada a nuovi modelli di business che differiscono da sistemi centralizzati e rendendo la decentralizzazione un'altra tendenza prevista. La produzione decentralizzata racchiude il potenziale per rafforzare e includere le comunità locali e alcuni degli 860 milioni di persone ancora senza accesso all'elettricità<sup>20</sup>. Una minor centralizzazione potrebbe nondimeno determinare una maggior frammentazione dell'offerta e, con ciò, rendere più difficile il coordinamento<sup>21</sup>. Una più generale frammentazione in sé apre nuove prospettive nell'arena geopolitica – andando ad interessare nuove considerazioni politiche, strategiche e industriali.

<sup>19</sup> Ibid.

<sup>20</sup> Agenzia internazionale dell'energia, *SDG7: Data and Projections*, Paris, novembre 2019, <https://www.iea.org/reports/sdg7-data-and-projections/access-to-electricity>.

<sup>21</sup> Daniel Scholten e Rick Bosman, "The Geopolitics of Renewable Energy", cit.

Le energie rinnovabili che hanno sinora avuto maggiore successo – e probabilmente quelle con maggiore potenziale futuro (eolico e solare) – vengono convertite più facilmente in elettricità, la quale a sua volta dovrebbe guadagnare trazione come vettore energetico. In un mondo alimentato da rinnovabili, possiamo pertanto attenderci maggiore elettrificazione, che richiederà infrastrutture elettriche maggiormente integrate per collegare produttori e consumatori. Diversamente dai combustibili fossili commercializzati a livello globale, una maggiore regionalizzazione della politica (e geopolitica) energetica appare altresì prevedibile a meno che le innovazioni tecnologiche e l'abbattimento dei costi nella trasmissione aiutino a coprire distanze maggiori.

In aggiunta alla loro dimensione locale e regionale, più accentuata che nei combustibili fossili, le rinnovabili hanno comunque una dimensione globale. Ciò si riferisce per lo più alle tecnologie, ai materiali e alle catene di valore globali. Se paragonate ai combustibili fossili, le Fer appaiono meno esposte agli sconvolgimenti politici e di mercato una volta che un'unità di produzione è attiva e operante. Ciò che crea incertezza è invece l'imprevedibilità nei prezzi delle tecnologie, dei materiali e delle componenti<sup>22</sup> con intermediari e contribuenti alle catene di fornitura globali, che potenzialmente influenzano la capacità dell'utente finale di produrre o utilizzare le Fer. Vi sono già esempi illustrativi sulla volatilità dei prezzi e la ciclicità in alcuni dei materiali necessari per la produzione degli equipaggiamenti Fer, quali il polisilicone<sup>23</sup>. Mentre viene redatto questo lavoro, gli impatti della pandemia di Covid-19 in corso rimangono in gran misura poco chiari, ma è possibile che la crisi determini catene del valore più corte e, con ciò, una spinta aggiuntiva alla regionalizzazione delle politiche energetiche e della geopolitica. Costi potenzialmente più alti potrebbero emergere per via della necessità di garantire capacità ridondanti, promuovere la diversificazione e rilocalizzare le catene del valore Fer.

### *2.3 La transizione verso le Fer e i cambiamenti geopolitici*

Tutte le grandi trasformazioni energetiche hanno avuto grandi implicazioni sociali, economiche e geopolitiche, segnando la storia e determinando aggiustamenti di potere – compreso il passaggio al carbone e al vapore durante la Rivoluzione industriale del 19° secolo; l'ascesa del petrolio nel 20° secolo<sup>24</sup>; il sempre più strategico gas naturale della politica degli oleo-gasdotti, in special modo a partire dal 1970. Importanti cambiamenti sistemici appaiono pertanto inevitabili nell'ottica di una più generale transizione verso le Fer.

<sup>22</sup> Debra Sandor et al., "System Dynamics of Polysilicon for Solar Photovoltaics: A Framework for Investigating the Energy Security of Renewable Energy Supply Chains", in *Sustainability*, vol. 10, n. 1 (gennaio 2018), Art. 160, <https://doi.org/10.3390/su10010160>.

<sup>23</sup> Ibid.

<sup>24</sup> Irena, *A New World. The Geopolitics of the Energy Transformation*, cit.

Le sopraccitate tendenze e le caratteristiche principali delle Fer potrebbero determinare una "dispersione del potere"<sup>25</sup> e, con ciò, differenti dinamiche geopolitiche. Una sostituzione delle materie prime fossili con le energie rinnovabili potrebbe determinare minori conflitti rispetto a ciò a cui siamo abituati oggi – ad es. nel Mar della Cina meridionale o nello Stretto di Hormuz – o relativamente a rotte e a infrastrutture dei combustibili fossili – ad es. l'Ucraina. È importante sottolineare che col progressivo aumento delle rinnovabili, anche il concetto stesso di sicurezza energetica evolve, in quanto determinato da nuovi elementi. Le preoccupazioni sulla sicurezza energetica hanno da sempre condizionato le relazioni internazionali. In un dominio energetico in cui le Fer prevalgono, anche la sicurezza assume quindi connotazioni diverse.

Considerando la sicurezza energetica nella prospettiva tradizionale, lo sviluppo delle Fer potrebbe risultare un elemento positivo per molti paesi, in quanto determinerebbe una minore dipendenza da altri (a patto che vengano rispettate certe condizioni). Ciò potrebbe favorire significativi risparmi nella bilancia dei pagamenti per gli attuali importatori netti di energia. Irena per esempio prevede una riduzione della quota di importazioni annuali di combustibili fossili pari a 275-315 miliardi di dollari americani nei paesi G7 entro il 2030 grazie alle rinnovabili e sottolinea l'importante ruolo che le energie rinnovabili potranno svolgere nel migliorare la solidità del sistema energetico a fronte di shock esterni nel lungo termine<sup>26</sup>. Naturalmente, certe previsioni sui risparmi attesi dipenderanno da una serie di variabili tra cui i prezzi prevalenti dei combustibili fossili e i futuri tassi di penetrazione delle Fer – ma il potenziale è innegabilmente grande.

La transizione verso le rinnovabili potrebbe anche produrre una ridefinizione della sicurezza energetica e della geopolitica energetica attraverso una più accentuata regionalizzazione. Con una maggiore diffusione delle Fer ed una più ampia elettrificazione, le comunità di rete<sup>27</sup> – raggruppamenti di paesi interconnessi l'uno con l'altro mediante linee di trasmissione – aumenteranno verosimilmente d'importanza, collegando paesi che condividono interessi, sono esposti a una determinata serie di rischi e negoziano un'allocatione costi/benefici. Alcuni analisti riflettono<sup>28</sup> sulla possibilità che il principio di controllo territoriale e infrastrutturale possa essere simile a quello degli oleo-gasdotti una volta che le Fer saranno diffuse su più larga scala – con nuovi paesi produttori o di transito che potenzialmente potranno minacciare un'interruzione delle forniture elettriche o con l'instaurarsi di nuovi asimmetrici rapporti di dipendenza. Altri si interrogano sulla possibilità

<sup>25</sup> Ibid.

<sup>26</sup> Irena, *Roadmap for a Renewable Energy Future*, 2016 ed., Abu Dhabi/Bonn, marzo 2016, <https://www.irena.org/publications/2016/Mar/REmap-Roadmap-for-A-Renewable-Energy-Future-2016-Edition>.

<sup>27</sup> Daniel Scholten e Rick Bosman, "The Geopolitics of Renewable Energy", cit.

<sup>28</sup> Meghan O'Sullivan, Indra Overland e David Sandalow, "The Geopolitics of Renewable Energy", in *Center on Global Energy Policy Working Papers*, giugno 2017, <https://energypolicy.columbia.edu/node/2004>.

che la fornitura estera di elettricità possa essere usata come "arma energetica"<sup>29</sup> o se più ampie infrastrutture Fer possano costituire un obiettivo per attori ostili anche non statali<sup>30</sup>. Ad esempio, le super reti si estendono tra più paesi, con rischi potenziali per nuovi conflitti ma anche come opportunità di cooperazione regionale e di pace<sup>31</sup>. In ogni caso, la decentralizzazione e la digitalizzazione della produzione da una parte, e le modalità di trasmissione dell'elettricità dall'altra, potrebbero garantire una maggiore resilienza a shock esterni e un valore aggiunto per la comunità coinvolta. È chiaro che le "comunità di rete" di paesi e le "comunità elettriche" organizzate a livello locale non siano reciprocamente esclusive. Per decarbonizzare completamente la nostra economia in modo conveniente ed efficace va sfruttata appieno la loro complementarità.

I sistemi Fer dipendono dallo sfruttamento di flussi rinnovabili a costo zero invece che dall'estrazione dalle riserve, il che implica un'intensità energetica più bassa, indebolendo così per gli stati gli incentivi economici e geopolitici a impegnarsi in conflitti per assicurarsi risorse rinnovabili<sup>32</sup>. Lo scambio di elettricità tende altresì ad essere più reciproco rispetto al commercio di petrolio e gas, diminuendo ancora il rischio potenziale di conflitti. La preminenza delle reti apre comunque chiaramente a scelte strategiche di sicurezza, relative al possesso e ai diritti decisionali sulla loro gestione. In tal senso diventano cruciali solidi accordi politici e quadri regolamentari in modo da evitare comportamenti opportunistici.

Inoltre, da una prospettiva politico-economica, la sicurezza di un sistema energetico basato sull'elettricità con una produzione più decentralizzata potrebbe essere garantita da molti attori diversi, in contrapposizione all'oligopolio di un'economia incentrata sui combustibili fossili. L'essere connessi attraverso sistemi "smart" è fondamentale al fine di assicurare che elettricità sia garantita in ogni momento a tutti. In tale contesto dovrebbero essere garantiti mercati aperti attraverso relazioni commerciali cooperative, per lo scambio di materiali, beni, servizi, brevetti e persone.

Al contrario, la maggiore digitalizzazione nel settore energetico potrebbe determinare alcuni rischi di sicurezza e di privacy in assenza di un quadro regolamentare chiaro, dato che la connessione sempre più intensa di apparecchiature, infrastrutture, veicoli e impianti potrebbe aprire a punti di accesso aggiuntivi per attacchi digitali. Devono essere previste contromisure efficaci nel momento in cui si sviluppano le regole di sicurezza informatica e i nuovi sistemi di reti intelligenti, dando priorità

<sup>29</sup> Gonzalo Escribano Francés, José María Marín-Quemada e Enrique San Martín González, "FER and Risk: Renewable Energy's Contribution to Energy Security. A Portfolio-Based Approach", in *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 26 (ottobre 2013), p. 549-559.

<sup>30</sup> Karen Smith Stegen, Patrick Gilmartin e Janetta Carlucci, "Terrorists versus the Sun: Desertec in North Africa as a Case Study for Assessing Risks to Energy Infrastructure", in *Risk Management*, vol. 14, n.1 (febbraio 2012), p. 3-26.

<sup>31</sup> Meghan O'Sullivan, Indra Overland e David Sandalow, "The Geopolitics of Renewable Energy", cit.

<sup>32</sup> André Månsson, "A Resource Curse for Renewables? Conflict and Cooperation in the Renewable Energy Sector", in *Energy Research & Social Science*, vol. 10 (novembre 2015), p. 1-9.



alla sicurezza informatica fin dalla loro progettazione<sup>33</sup>. Inoltre, ragioni legate alla sicurezza nazionale vengono invocate sempre più spesso dagli stati per evitare che le compagnie estere acquistino reti elettriche e *utilities*, fatto che sottolinea la crescente minaccia del cyber spionaggio e delle interferenze sulle infrastrutture fondamentali. Riconoscendo tali preoccupanti sviluppi, l'Ue ha iniziato a prendere le prime misure<sup>34</sup>.

Molti altri aspetti sono interessanti dal punto di vista della geopolitica e della sicurezza. Il primo è l'uso delle risorse, e in particolar modo l'acqua: dal 2050 si prevede che la domanda d'acqua e di cibo cresca del 50 per cento, rendendo il nesso "cibo/clima/energia" sempre più rilevante. Si ritiene a questo proposito che un utilizzo più ampio di energia rinnovabile possa ridurre in maniera significativa lo stress sull'acqua, poiché le Fer richiedono generalmente un utilizzo molto inferiore d'acqua rispetto all'energia convenzionale<sup>35</sup>. Le tecnologie pulite offrono altresì soluzioni attrattive per alimentare la dissalazione, fondamentale per molti paesi in tutto il mondo (ad es. i paesi del Golfo)<sup>36</sup>. Dimensioni aggiuntive da prendere in considerazione sul fronte sicurezza includono però anche tensioni potenzialmente più forti tra paesi scaturite dal trasferimento di tecnologia. Vi è però allo stesso tempo del potenziale per un approccio cooperativo, con un ruolo cruciale che dovrà essere svolto dal settore privato e dagli enti multilaterali. Come già menzionato nelle precedenti sezioni, i paesi si trovano a far fronte con la priorità strategica di stimolare l'innovazione tecnologica e proteggerla dal *free-riding* da parte di altri paesi al fine di mantenere un vantaggio comparato.

Infine, una più generale diffusione delle Fer costituisce un prerequisito fondamentale per lo sviluppo sostenibile, il cui impatto geopolitico è significativo. La povertà energetica dovrebbe progressivamente essere considerata un problema di sicurezza, dato che la garanzia di un accesso più ampio (e pulito) all'energia pone basi più solide per la sicurezza. Tali considerazioni sono importanti per l'Europa in un contesto di evoluzione dall'idea tradizionale di sicurezza (intesa come la garanzia di accesso a petrolio e gas) ad una di posizionamento strategico nelle capacità tecnologiche e infrastrutturali, così come di un'efficiente gestione del sistema. Un simile ragionamento si può applicare quando si considera da una parte l'espansione globale della Cina, attraverso la Nuova via della seta per esempio, e dall'altro le debolezze dei vicini Ue, dove vi sono attori ancora poco integrati (ad es. i Balcani) o potenzialmente esclusi da know-how innovativo, investimenti e politiche adeguati (ad es. l'Africa). I Balcani – e, più in genere, l'Europa sud-orientale – hanno un importante potenziale Fer in gran misura ancora non sfruttato (eccetto

<sup>33</sup> Irena, *A New World. The Geopolitics of the Energy Transformation*, cit.

<sup>34</sup> Una proposta del 2019 di verificare gli investimenti esteri a livello Ue ha aperto la strada per un più attento monitoraggio delle imprese terze desiderose di investire nei settori strategici Ue, compresa l'energia. Vedi Commissione europea, *Screening of Foreign Direct Investment*, ultimo aggiornamento 25 marzo 2020, <https://europa.eu/nW78kd>.

<sup>35</sup> Irena, *Renewable Energy in the Water, Energy & Food Nexus*, Abu Dhabi, gennaio 2015, <https://www.irena.org/publications/2015/Jan/Renewable-Energy-in-the-Water-Energy--Food-Nexus>.

<sup>36</sup> Irena, *A New World. The Geopolitics of the Energy Transformation*, cit.

per l'idroelettrico)<sup>37</sup>. Investimenti più coerenti nelle loro rinnovabili e un sostegno nelle infrastrutture transfrontaliere per migliorare l'integrazione potrebbero incrementare la flessibilità del sistema elettrico europeo e fornire energia sicura e sostenibile nella regione balcanica.

#### 2.4 Cooperazione e competizione su materiali e la fabbricazione

Irena identifica<sup>38</sup> tre categorie di paesi che potrebbero emergere quali nuovi "leader" in un mondo con una sostanziale diffusione delle rinnovabili: 1) i paesi con un alto potenziale tecnico di produzione Fer – anche se la perifericità e la lontananza delle aree potrebbe avere un impatto sul loro potenziale d'esportazione; 2) i paesi ricchi di minerali che hanno l'opportunità di divenire parte della catena globale di produzione e del valore; 3) i paesi all'avanguardia nelle tecnologie innovative. Mentre la disponibilità di Fer quali eolico e solare è virtualmente illimitata una volta che le unità di produzione sono attive e in funzione, la produzione di tali unità e le loro componenti si basa su catene del valore globalizzate. La *Statistical Factsheet* redatta dallo IAI assieme a questo studio contiene statistiche sulle riserve minerarie e sulla produzione delle componenti per le rinnovabili.

L'accesso alle rinnovabili e i costi di alcune di queste dipendono dai minerali (compresi terre rare, rame, alluminio, grafite, nickel, cobalto, litio e manganese tra gli altri)<sup>39</sup>. Le catene di produzione dalla miniera al mercato sono state di recente condizionate da tensioni, a partire dalle guerre commerciali che hanno indebolito l'Organizzazione mondiale del commercio e dagli scontri politici ed economici tra Cina e Stati Uniti. I minerali critici<sup>40</sup> ad oggi sono principalmente rinvenibili in precisi luoghi – la *Statistical Factsheet* contiene statistiche più dettagliate. Ciò che solitamente viene enfatizzato è che, relativamente alle terre rare, la Cina domina la produzione e l'offerta per via delle sue grandi capacità di lavorazione; circa il 37 per cento delle terre rare sono infatti ad oggi rinvenibili nel paese<sup>41</sup>. Il litio – il cui consumo per le batterie è sempre più importante – è concentrato in maniera preminente nel "triangolo del litio" in America Latina: Argentina, Bolivia e Cile, sebbene si possano rintracciare riserve in molti luoghi del mondo, in particolare in Australia e Cina. Le compagnie statunitensi e asiatiche hanno iniziato ad

<sup>37</sup> Irena, Joanneum Research e University of Ljubljana, *Cost-Competitive Renewable Power Generation, Potential across South East Europe*, Abu Dhabi, gennaio 2017, <https://www.irena.org/publications/2017/Jan/Cost-competitive-renewable-power-generation-Potential-across-South-East-Europe>.

<sup>38</sup> Irena, *A New World. The Geopolitics of the Energy Transformation*, cit.

<sup>39</sup> André Månberger e Bengt Johansson, "The Geopolitics of Metals and Metalloids Used for the Renewable Energy Transition", in *Energy Strategy Reviews*, vol. 26 (novembre 2019), Art. 100394, <https://doi.org/10.1016/j.esr.2019.100394>.

<sup>40</sup> L'Ue ha una sua lista: Commissione europea, *Elenco 2017 delle materie prime essenziali per l'UE* (COM/2017/490), 13 settembre 2017, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?uri=CELEX:52017DC0490>.

<sup>41</sup> Calcolato da Joseph Gambogi, "Rare Earths", in US Geological Survey, *Mineral Commodity Summaries*, gennaio 2020, p. 132-133, <https://doi.org/10.3133/mcs2020>.

ingaggiare compagnie di esplorazione per assicurarsi l'accesso al litio e la Cina ha inseguito investimenti minerari in Sud America e Australia per incrementare il controllo sulla catena di fornitura<sup>42</sup>. Le più grandi riserve di cobalto si trovano nelle Repubblica Democratica del Congo (51 per cento), responsabile per circa il 70 per cento della produzione mineraria mondiale<sup>43</sup>. Anche in questo caso, la Cina si è assicurata l'influenza nel settore diventandone il produttore principale, il fornitore principale agli Usa e il primo consumatore mondiale di cobalto (*in primis* per l'industria delle batterie ricaricabili). La Cina è anche tra i paesi che hanno investito di più nell'industria mineraria del cobalto australiano ed importa i suoi minerali.

Così come accade con altre *commodities* fondamentali, anche i materiali strategici possono esporre i paesi a tensioni geopolitiche. In ogni caso, molte delle sopraccitate considerazioni si applicano in realtà all'attuale congiuntura, che molto probabilmente evolverà nei prossimi anni con un maggiore utilizzo di Fer. Innanzitutto, con l'aumentare della domanda di questi materiali, gli incentivi per cercarli aumenteranno, espandendo l'orizzonte di riserve e aumentando il numero di attori coinvolti. In secondo luogo, batterie a più lunga durata e alternative (o differenti combinazioni) all'uso di terre rare o di altri metalli critici nelle tecnologie rinnovabili sono sotto costante valutazione – come nel caso delle batterie prive di cobalto<sup>44</sup>. Infine, sta emergendo un'industria che supporta l'economia circolare, per cui i materiali vengono sempre più accumulati, riutilizzati e riciclati. Questi scenari rendono più improbabile l'emergere di cartelli o la possibilità che singoli paesi assumano il controllo totale di forniture cruciali o ancora che vi sia un'effettiva minaccia di scarsità. Anche qualora dovessero emergere dei cartelli per la gestione di materiali critici, questi non sarebbero probabilmente in grado di raggiungere un potere paragonabile a quello esercitato cinquant'anni fa nel mercato petrolifero da cartelli quali l'Organizzazione dei paesi esportatori di petrolio (Opec)<sup>45</sup>.

La Cina attualmente si distingue da altri *competitors* internazionali in quanto potenza globale che ha articolato una strategia delle risorse ora in grado di abbracciare svariati settori<sup>46</sup>, in particolare i moduli di solare fotovoltaico, ambito in cui gode di una quota di mercato maggiore del 70 per cento. Allo stesso tempo però, gli stati dell'Organizzazione per la cooperazione e lo sviluppo economico (Ocse) vantano una leadership in significativi settori delle tecnologie e delle infrastrutture connesse con le rinnovabili, settori dai quali la Cina è a sua volta dipendente per produrre i pannelli solari ad alta intensità di manodopera. Se si considerano i piani della Cina – ossia collegare geograficamente, economicamente, territorialmente e digitalmente Eurasia e Africa – potenziali nuove forme di dipendenza potrebbero

<sup>42</sup> Sophia Kalantzakos, "The Geopolitics of Critical Materials", in *IAI Papers*, n. 19|27 (dicembre 2019), <https://www.iai.it/it/node/11144>.

<sup>43</sup> Kim B. Shedd, "Cobalt", in US Geological Survey, *Mineral Commodity Summaries*, gennaio 2020, p. 50-51, <https://doi.org/10.3133/mcs2020>.

<sup>44</sup> Irena, *A New World. The Geopolitics of the Energy Transformation*, cit.

<sup>45</sup> Meghan O'Sullivan, Indra Overland e David Sandalow, "The Geopolitics of Renewable Energy", cit.

<sup>46</sup> Barbara A. Finamore, "China's Quest for Global Clean Energy Leadership", in *IAI Papers*, n. 20|05 (gennaio 2020), <https://www.iai.it/it/node/11259>.

effettivamente essere all'orizzonte. La competizione e la cooperazione non devono essere considerate solo in relazione all'accesso o al controllo di specifiche materie e componenti Fer, ma anche in relazione a opportunità di business a livello mondiale. Le ambizioni cinesi sull'ampio potenziale delle rinnovabili in Africa e in altre regioni in via di sviluppo potrebbero ostacolare altri attori, pubblici e privati, nel tentativo di sfruttare le risorse rinnovabili nel continente, a meno che questi non vengano sostenuti da un impegno politico di alto livello.

### 2.5 Rischi e opportunità nei paesi esportatori di petrolio e di gas

L'energia rappresenta un input essenziale per tutti i cittadini e tutte le economie, ma in certi paesi gli introiti derivanti da petrolio e gas definiscono la vera e propria architettura dello stato e rappresentano il nocciolo duro del Pil e del valore dell'export. La diffusa adozione delle rinnovabili da parte dei maggiori importatori di combustibili fossili (non solo l'Ue ma anche – e sempre più – membri extra Ocse come l'Asia) ridurrà verosimilmente il consumo di combustibili fossili con ripercussioni negative sui cosiddetti *rentier states* in special modo su quelli che saranno più lenti ad adattarsi. La legittimità di molti regimi nei paesi produttori di combustibili fossili si fonda su generose concessioni alla popolazione e corposi sussidi al settore energetico. In tali contesti, il contratto sociale spesso si fonda sulle entrate derivanti da petrolio e gas, e la negazione della rappresentanza viene giustificata (e tollerata) sulla base della mancanza di tassazione. È significativo come i minori introiti dalle esportazioni di combustibili fossili abbiano il potenziale di alterare l'equilibrio socio-politico in questi paesi, creando o aggravando situazioni d'instabilità.

Il cambiamento verso tali nuovi modelli economici, sociali e politici risulterà certamente complesso, e in molti casi richiederà ampi miglioramenti istituzionali al fine di consentire una crescita più veloce del settore privato<sup>47</sup>. I *trade-off* potenziali che derivano da un crescente ruolo delle rinnovabili dovranno essere gestiti efficacemente e gradualmente, ma non tutti gli stati produttori di petrolio e gas perderanno necessariamente il proprio vantaggio competitivo attuale nel commercio internazionale in virtù del loro potenziale nella produzione delle Fer. Ciò si applica in particolar modo ai paesi nella regione Mena.

La *ratio* sociale ed economica del mettere a frutto le proprie abbondanti risorse pulite risulta evidente, per considerazioni di politica sia interna che estera. *In primis*, nel contesto di un aumento della popolazione e della domanda energetica, una risposta sostenibile appare nell'interesse degli stessi paesi Mena. Le ridotte emissioni di gas serra derivanti da un maggior utilizzo delle rinnovabili determinerebbero una diminuzione dei rischi di instabilità che i cambiamenti climatici altrimenti genererebbero. Si prevede infatti che la regione Mena sarà

<sup>47</sup> Si veda ad esempio Nicolò Sartori e Margherita Bianchi, "Energia nel Mediterraneo e il ruolo del settore privato", in *IAI Papers*, n. 19|21 (novembre 2019), <https://www.iai.it/it/node/10976>.



particolarmente impattata dal riscaldamento globale<sup>48</sup>. Nello specifico, i paesi del Golfo potrebbero produrre energia in maniera molto efficiente dalle installazioni solari e tale produzione potrebbe in futuro essere esportata nei mercati globali sotto forma di molecole pulite<sup>49</sup>. Secondo uno studio di Irena, le energie rinnovabili costituiscono già la fonte più competitiva per la produzione elettrica nei paesi del Consiglio di cooperazione del Golfo (Ccg). Il raggiungimento degli obiettivi delineati per il 2030 potrà apportare significativi benefici economici alla regione, compresa la creazione di più di 220.000 nuovi posti di lavoro con un risparmio di oltre 354 milioni di barili di petrolio equivalente. Nel 2030 il raggiungimento degli obiettivi sulle rinnovabili si tradurrebbe in una riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> nel settore energetico di 136 milioni di tonnellate (22 per cento di riduzione rispetto a oggi) e un calo dei prelievi idrici nel settore elettrico di 11.500 miliardi di litri (una riduzione del 17 per cento)<sup>50</sup>. Il commercio trans-nazionale e trans-regionale delle rinnovabili (nella forma di elettroni o molecole<sup>51</sup>) potrebbe essere una via percorribile, in grado di creare un'interdipendenza reciprocamente benefica nel lungo termine<sup>52</sup>.

Nei paesi Mena la transizione dovrà affrontare un gran numero di sfide ma nel lungo termine potrà garantire loro opportunità, per esempio riducendo le possibilità di *resource curse* e le dinamiche tipiche del *Dutch disease*<sup>53</sup>, proprio perché più rinnovabili farebbero verosimilmente emergere economie più diversificate e progressive<sup>54</sup>. Nel lungo termine, la diversificazione dai combustibili fossili e la minore concentrazione di rendita nelle rinnovabili, potrebbero infatti svolgere un ruolo fondamentale nel ridurre i comportamenti di *rent seeking*, di clientelismo, di corruzione e autoritarismo (tutti aspetti della teoria *resource curse*). In aggiunta, potrebbe proteggere le economie Mena dalla volatilità dei prezzi e dagli effetti del

<sup>48</sup> Wolfgang Cramer et al., "Climate Change and Interconnected Risks to Sustainable Development in the Mediterranean", in *Nature Climate Change*, vol. 8, n. 11 (novembre 2018), p. 972-980.

<sup>49</sup> Irena, *Hydrogen: A Renewable Energy Perspective*, Abu Dhabi, settembre 2019, <https://www.irena.org/publications/2019/Sep/Hydrogen-A-renewable-energy-perspective>; Axel Michaelowa e Sonja Butzengeiger, "Breakthrough of Hydrogen Technologies until 2030: Chances and Risks for Gulf Countries, International Policy Implications", in *EDA Insights*, settembre 2019, [https://eda.ac.ae/docs/default-source/Publications/eda-insight\\_hydrogen-economy\\_en\\_finala0c50239ddf6fca8ebaff00006646c8.pdf](https://eda.ac.ae/docs/default-source/Publications/eda-insight_hydrogen-economy_en_finala0c50239ddf6fca8ebaff00006646c8.pdf).

<sup>50</sup> Irena, *Renewable Energy Market Analysis: GCC 2019*, Abu Dhabi, gennaio 2019, <https://www.irena.org/publications/2019/Jan/Renewable-Energy-Market-Analysis-GCC-2019>.

<sup>51</sup> Ad van Wijk e Frank Wouters, *Hydrogen, the Bridge Between Africa and Europe*, settembre 2019, <http://profadvanwijk.com/?p=1257>.

<sup>52</sup> Per maggiori informazioni si veda: Fridolin Pflugmann e Nicola De Blasio, "Geopolitical and Market Implications of Renewable Hydrogen – New Dependencies in a Low-Carbon World", in *Belfer Center Reports*, marzo 2020, <https://www.belfercenter.org/node/128441>.

<sup>53</sup> Per una definizione di *resource curse* (le conseguenze politiche derivanti dalla presenza di grandi risorse naturali, compresi l'autoritarismo, il *rent-seeking* e il clientelismo) e di *Dutch disease* (le conseguenze monetarie di entrate inaspettate provenienti dalle risorse naturali, compresa la perdita di competitività nelle esportazioni di beni diversi dalle materie prime) si veda Jeffrey A. Frankel, "Natural Resource Curse: A Survey", in *NBER Working Papers*, n. 15836 (marzo 2010), <https://www.nber.org/papers/w15836>.

<sup>54</sup> Meghan O'Sullivan, Indra Overland e David Sandalow, "The Geopolitics of Renewable Energy", cit.

*Dutch disease* su valute, mercati del lavoro e de-industrializzazione.

In ogni caso, la strada per uno scenario più pulito non è semplice. Se brusca e non gestita adeguatamente, la transizione potrebbe determinare instabilità sociali e politiche senza precedenti all'interno di tali paesi, con il rischio concreto che si verifichino degli *spillover* negativi in termini di sicurezza anche nei paesi confinanti. In tal senso, inconvenienti a livello locale o addirittura il fallimento degli stati vanno evitati a tutti i costi, garantendo una transizione graduale per tutti i paesi maggiormente toccati dal problema. L'Italia svolge un ruolo particolarmente importante nella stabilità dei principali paesi produttori di petrolio e gas della regione Mena e dell'ex Unione Sovietica, data la sua relativa vicinanza geografica e la potenziale esposizione diretta a *spillover* quali i flussi di rifugiati.

Variabili diverse, quali la demografia e le prospettive economiche, potrebbero determinare livelli diversi di vulnerabilità per gli esportatori di combustibili fossili. L'Irena ritiene<sup>55</sup> che i paesi più vulnerabili alla transizione energetica siano quelli con rendite energetiche al di sopra del 20 per cento del Pil, una limitata riserva finanziaria (ad es., riserve valutarie limitate e fondi sovrani di minore entità) e un Pil pro capite più basso. Secondo l'Irena, una regione altamente esposta e tuttavia resiliente è ad esempio il Golfo, in virtù delle enormi risorse che può investire nella diversificazione. Russia, Algeria e Azerbaigian sono considerati paesi moderatamente esposti e resilienti, a patto che implementino per tempo politiche atte a diversificare le proprie economie. La Libia invece emerge tra i paesi più esposti e meno resilienti.

Riconoscendo un futuro incentrato sulle rinnovabili, con i relativi rischi e opportunità, molti paesi esportatori di petrolio e gas hanno sviluppato piani per includere una quota maggiore di rinnovabili nel proprio mix e per diversificare le proprie economie. I paesi del Golfo mostrano alcuni segnali incoraggianti, sebbene con una diffusione *Fer* sinora insufficiente<sup>56</sup>, con gli Emirati Arabi Uniti ad esempio che si sono posti obiettivi ambiziosi (compreso un obiettivo di decarbonizzazione al 70 per cento al 2050), o l'Arabia Saudita, che svilupperà progetti su eolico e solare con l'obiettivo di produrre 9.5 GW di energie rinnovabili entro il 2023. Gli sforzi della Russia nel sostenere le rinnovabili aumentano, anche se con risultati discutibili e comunque insufficienti<sup>57</sup>. La Norvegia, che ospita la più grande riserva di idrocarburi d'Europa, genera elettricità quasi esclusivamente da *Fer* e nel 2017

<sup>55</sup> Irena, *A New World. The Geopolitics of the Energy Transformation*, cit.

<sup>56</sup> Il crollo dei prezzi petroliferi nel 2014 e l'incapacità dell'industria energetica di spingere i paesi del Ccg a ripensare completamente la propria strategia e adottare politiche per ridurre la dipendenza da introiti petroliferi sempre più imprevedibili. Una più rapida penetrazione delle rinnovabili dovrebbe comunque accompagnarsi ad una transizione dal petrolio al gas. Si veda più nel dettaglio in: Nicolò Sartori, "The Gulf Cooperation Council's Shift to Gas. Avoiding Another Fossil Fuel Trap", in *IAI Papers*, n. 18|25 (dicembre 2018), <https://www.iai.it/it/node/9847>.

<sup>57</sup> Alexey Khokhlov e Yury Melnikov, "Market Liberalisation and Decarbonization of the Russian Electricity Industry: Perpetuum Pendulum", in *Oxford Energy Comments*, maggio 2018, <https://www.oxfordenergy.org/?p=31041>.

ha inserito nella propria legislazione l'obiettivo di diventare una "società a basso contenuto di carbonio" entro 2050<sup>58</sup>.

Ai nostri confini meridionali, tutti i paesi nord-africani hanno definito degli obiettivi per le rinnovabili, sebbene la mancanza di un adeguato quadro regolamentare, barriere finanziarie e, in alcuni casi, i conflitti in corso, rallentino tale processo<sup>59</sup>. La regione ha saputo accrescere la propria capacità installata da Fer sia nel solare fotovoltaico che nell'eolico, trainata soprattutto dal Marocco, che non è un *rentier state*. In ogni caso, ci sono grandi margini di miglioramento, visto che parecchi paesi nord-africani annoverano meno dell'1 per cento di Fer nei propri mix energetici.

## 2.6 Quale governance energetica globale?

L'importanza della *governance* nella transizione alle rinnovabili non dovrebbe essere sottostimata. Se il mondo va verso un sistema energetico dominato dalle Fer, le attuali priorità della politica energetica internazionale e il *modus operandi* nell'arena energetica cambieranno progressivamente. L'attuale architettura della *governance* energetica mostra chiaramente la vecchia divisione tra paesi consumatori, riuniti nell'ambito dell'Agenzia internazionale dell'energia (Aie), e i paesi produttori, membri dell'Opec e il Gas Exporting Countries Forum (Gecf). Tale divisione appare inadeguata per far fronte alle attuali e future trasformazioni<sup>60</sup>.

Non esiste alcun meccanismo globale utilizzato dalla comunità internazionale per soddisfare in maniera esaustiva le necessità energetiche collettive. L'ambito energetico è toccato da organizzazioni che: 1) sono multilaterali ma hanno una normatività bassa o assente, essenzialmente dei *fora* per dibattiti e studi (International Energy Forum, World Petroleum Council, International Renewable Energy Agency, International Solar Alliance); 2) hanno una membership selettiva e geografica (Ue/Area economica europea, Area di libero scambio dell'Asean, Area di libero scambio dell'America del Nord, Unione per il Mediterraneo); 3) hanno una membership selettiva basata sullo status (G7, G20) o interessi energetici "di parte" (Opec+, Aie, Gecf); 4) hanno una presa politica sul tema relativamente bassa (Onu) o hanno un impatto limitato sul settore energetico o perché l'energia risulta esente dalla maggior parte delle disposizioni (Organizzazione mondiale del commercio), o ancora perché alcuni importanti firmatari mancano all'appello (Energy Charter).

Inoltre, vi è ancora una divisione piuttosto netta tra la *governance energetica* internazionale e la *governance climatica* internazionale, quest'ultima determinata

<sup>58</sup> Climate Action Tracker, *Norway*, ultimo aggiornamento 2 dicembre 2019, <https://climateactiontracker.org/countries/norway>.

<sup>59</sup> Simone Tagliapietra, "Energy in North Africa: Challenges and Opportunities", in *Atlantic Community*, 4 marzo 2019, <https://wp.me/paICRU-GC>.

<sup>60</sup> Nicolò Sartori, "Alla ricerca di un nuovo ordine mondiale", in *World Energy*, a. 11, n. 43 (giugno 2019), p. 85-89, [https://www.aboutenergy.com/it\\_IT/sfogliabili/oil\\_43\\_IT/index.html](https://www.aboutenergy.com/it_IT/sfogliabili/oil_43_IT/index.html).

principalmente dalla Convenzione delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici. A fronte di un ruolo sempre più importante delle rinnovabili nella decarbonizzazione, la *governance* energetica dovrebbe procedere molto più coerentemente in parallelo con la *governance* climatica, elaborata principalmente nelle conferenze della Convenzione e in altri *fora ad hoc*. Se la riorganizzazione della *governance* si tradurrà o meno in nuovi o aggiornati organi è difficile a dirsi in questa fase, in special modo mentre la pandemia Covid-19 obbliga a un ripensamento della *governance* globale. Si dovrebbe dare priorità ad una miglior razionalizzazione delle priorità e delle risorse invece che alla proliferazione di organi. Allo stato attuale, i leader non sembrano interessati alla definizione di un'architettura comune per orientarsi insieme in un dominio energetico molto più complesso<sup>61</sup>. La mancanza di fiducia nel multilateralismo e il crescente nazionalismo in tutto il mondo – potenzialmente aggravato dalle risposte al Covid-19 – non sono d'aiuto in questo senso. Alcune opzioni sono al momento sul tavolo, compresa l'estensione del mandato Aie e un ruolo rinvigorito per il G20, i cui membri sono responsabili dell'80 per cento delle emissioni di gas serra<sup>62</sup>. Tali soluzioni sono comunque sub-ottimali e temporanee in quanto non possono comprendere tutte le dinamiche scatenate dall'incremento delle Fer e da una più ampia transizione energetica.

È necessaria un'analisi più attenta per identificare nuove opzioni che supportino una transizione veloce e al contempo ordinata. Altre dinamiche rilevanti da prendere in considerazione quando si immagina la futura *governance* sono: 1) le nuove sfide riguardanti i paesi che guadagneranno potere da materiali strategici ma con una *governance* debole e una tradizione democratica non consolidata; 2) il ruolo dei livelli sub-nazionali o sub-federali (città, comuni, stati e attori non-statali), che potrebbero aggiungere strati diversi ai meccanismi di *governance* (come emerge in special modo negli Usa e nella cooperazione transatlantica)<sup>63</sup>.

### 3. L'Europa e la geopolitica delle Fer

#### 3.1 L'identità dell'Ue quale leader Fer

Sulla scena globale, l'Ue si proietta quale leader nella transizione energetica e nella lotta contro i cambiamenti climatici, anche attraverso la promozione delle Fer. Ciò contribuisce tra le altre cose alla definizione di un messaggio politico di alto livello: l'Ue mira ad essere percepita come un attore responsabile, il cui asset principale è rappresentato dal "soft power". La difesa del clima e il sostegno alle rinnovabili rafforzano infatti l'identità dell'Ue come un benevolo progetto multilaterale atto a proteggere i beni comuni globali. Tuttavia, alcuni elementi mercantilitici sono altresì (e sempre più) presenti nell'agenda Fer dell'Ue, come verrà argomentato

<sup>61</sup> Ibid.

<sup>62</sup> Unep, *Emissions Gap Report 2019*, cit.

<sup>63</sup> Margherita Bianchi e Nicolò Sartori, "Diplomazia climatica transatlantica, sfide ed opportunità", in *Focus euroatlantico*, n. 13 (gennaio 2020), p. 26-34, <https://www.iai.it/it/node/11208>.



nelle prossime sezioni di questo capitolo.

L'Ue ha basi solide per poter rivendicare una posizione di leadership nelle Fer, anche se la transizione energetica richiede sforzi maggiori di quelli profusi finora. Questo status di leadership si basa sui seguenti elementi: 1) la quota relativamente alta di Fer nel mix energetico dell'Ue<sup>64</sup>; 2) alti livelli di ricerca e sviluppo<sup>65</sup> e la capacità di innovare nel settore delle rinnovabili<sup>66</sup>; 3) alti livelli di investimenti sia pubblici che privati nelle capacità Fer<sup>67</sup>; 4) leadership in determinate tecnologie Fer<sup>68</sup> e leadership consolidata nel settore *utility*; 5) forte sostegno politico alle Fer; 6) patrocinio diplomatico internazionale ("diplomazia verde"); 7) sofisticati schemi di sussidio alle Fer, considerati come *best practices* nel mondo<sup>69</sup>; 8) discussioni avanzate su un'integrazione di sistema di Fer variabili, grazie anche all'esperienza di un numero di paesi pionieristici all'interno dell'Ue.

La quota di Fer nel mix energetico dell'Ue è più che raddoppiata negli ultimi 15 anni (dall'8,5 per cento nel 2004 al 18 per cento nel 2018, un aumento determinato in misura prevalente dall'energia eolica, solare, e dai biocombustibili solidi)<sup>70</sup>. L'Ue è sulla buona strada per raggiungere il proprio obiettivo in termini di quota Fer, ossia il 20 per cento del consumo energetico totale entro la fine dell'anno. Il raggiungimento di tale obiettivo (giudicato ambizioso quando venne adottato) darà una spinta ulteriore alla credibilità dell'Ue in quanto leader globale delle Fer.

Tra il 1990 e il 2018 le Fer si sono rivelate uno strumento fondamentale per l'Ue al fine di ridurre le emissioni di gas serra del 23 per cento (mentre l'economia è cresciuta

<sup>64</sup> La quota di Fer nel consumo energetico totale finale dell'Ue è del 18 per cento, rispetto a una media mondiale del 10 per cento. La quota di Fer nella produzione energetica è del 32 per cento nell'Ue, rispetto a una media mondiale del 26 per cento. Le Fer totalizzano il 19 per cento del settore del riscaldamento a livello comunitario, rispetto a una mondiale del 10 per cento. Nei trasporti, le Fer rappresentano l'8 per cento del consumo nell'Ue, rispetto a una media mondiale del 3 per cento (fonte: dati Eurostat 2018).

<sup>65</sup> Nel 2018 la ricerca e sviluppo Ue sulle Fer ammontava a 500 milioni di dollari. Nello stesso anno, la ricerca e sviluppo totale in ambito europeo ha raggiunto un totale di 7,34 miliardi di dollari (28 per cento del totale mondiale), dietro a Stati Uniti (8,2 miliardi) e Cina (8 miliardi). Fonte: dati da Aie, *World Energy Investment 2019*, maggio 2019, <https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2019>.

<sup>66</sup> Ad esempio, come misurato nel Global Cleantech Innovation Index in cui nel 2017 tre paesi Ue comandavano la classifica: Danimarca, Finlandia e Svezia, mentre la Germania si è classificata ottava e la Francia tredicesima. Gli Stati Uniti quinti e la Cina solo quindicesima.

<sup>67</sup> Nel 2018 l'Europa ha investito 60 miliardi di dollari in capacità Fer (22 per cento del totale mondiale), seconda solo alla Cina (88,5 miliardi). L'importanza del contributo Ue agli investimenti globali sulle Fer diventa ancor più chiaro se guardiamo ai dati cumulativi (gli investimenti totali Ue sulle Fer hanno toccato quota 698 miliardi di dollari tra il 2010 e la prima metà del 2019, ossia il 27 per cento del totale mondiale, e seconda solo alla Cina, ma con un margine molto piccolo). Fonte: dati da Frankfurt School-Unep Centre e Bnef, *Global Trends in Renewable Energy Investment*, cit.

<sup>68</sup> Nello specifico, i convertitori di energia eolica (in cui alcuni paesi Ue quali Germania, Danimarca e Spagna hanno una posizione di leadership) e i componenti high-tech per produzione, immagazzinamento e infrastrutture (ad es. i cavi).

<sup>69</sup> Le tariffe onnicomprensive e gli accordi di acquisto, così come definiti dall'Ue, sono stati imitati e adottati in molti paesi del mondo.

<sup>70</sup> Dati Eurostat (2018).

del 61 per cento). È effettivamente importante sottolineare come l'economia sia cresciuta nel lasso di tempo indicato, poiché raggiungere un livello inferiore di emissioni arrecando gravi danni all'economia non sarebbe stato auspicabile, e certamente non viene dipinto come auspicabile nella narrazione comunitaria<sup>71</sup>. In combinazione con una più elevata efficienza energetica, le Fer costituiscono il fattore principale per raggiungere una riduzione dell'intensità carbonica dell'economia. In aggiunta ai benefici ambientali, le rinnovabili sono sempre più attraenti dal punto di vista economico, dato che sono oggi competitive con i combustibili fossili anche in assenza di sussidi statali. Come verrà argomentato più avanti, una loro adozione più massiccia nel mix energetico può avere un impatto positivo sulla competitività economica dell'Ue.

Sia la quota delle Fer che il loro ritmo di crescita negli ultimi 15 anni sono variati sensibilmente nei diversi settori. Nel 2018 le Fer rappresentavano quasi un terzo della produzione elettrica dell'Ue (32,1 per cento, rispetto al 14,2 per cento del 2004), quasi un quinto nel settore del riscaldamento e raffreddamento (19,7 per cento, rispetto al 10,4 per cento del 2004), ma solo l'8 per cento di uso energetico nei trasporti (anche se qui si registra il tasso di crescita più alto tra i vari settori, dato che la quota Fer nei trasporti era solo dell'1,4 per cento del 2004)<sup>72</sup>. Oltre a questo obiettivo generale del 20 per cento, l'Ue ha altresì definito un obiettivo settoriale del 10 per cento per l'uso delle Fer nei trasporti a partire dal 2020, che verrà probabilmente mancato (seppur di poco). Una delle sfide importanti che dovranno essere vinte in futuro è l'ulteriore diffusione dell'utilizzo delle Fer al di là del settore elettrico.

### 3.2 Il Green Deal europeo

I provvedimenti regolatori e la politica hanno svolto un ruolo fondamentale nel promuovere le rinnovabili nell'Ue. L'azione legislativa e il sostegno politico rimarranno fattori importanti per un'adozione ancor più massiccia delle Fer nel futuro. L'11 dicembre 2019 la Commissione europea ha presentato il Green Deal europeo<sup>73</sup>, un ambizioso pacchetto di misure contenente politiche lungimiranti e una visione politica di ampio respiro. Esso anticipa l'impegno a ridurre le emissioni del 50-55 per cento entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990 e a raggiungere la neutralità climatica entro il 2050. Tali impegni sono stati incorporati nella Legge europea sul clima presentata a marzo 2020. L'Ue è stato il primo grande emettitore al mondo ad aver sancito tale impegno.

<sup>71</sup> Ciò non è universalmente accettato, considerando che vi sono anche movimenti che promuovono la "decrecita" e affermano che il capitalismo è incompatibile con la transizione energetica e la decarbonizzazione. Ciò appare ben lontano dall'essere un mantra a Bruxelles, dove sembra prevalere una narrativa "win-win" secondo cui transizione energetica e crescita economica possono accompagnarsi e rafforzarsi vicendevolmente.

<sup>72</sup> Dati Eurostat (2018).

<sup>73</sup> Commissione europea, *Il Green Deal europeo* (COM/2019/640), 11 dicembre 2019, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?uri=CELEX:52019DC0640>.

Il Green Deal europeo pone l'accento sul principio che la transizione energetica debba essere giusta ed equa per tutti gli individui, comunità e regioni. Ciò si basa sull'importante riconoscimento di come l'accettazione socio-politica costituisca un elemento fondamentale per una diffusione delle rinnovabili che sia sostenibile nel lungo termine. Mentre l'opinione pubblica Ue sostiene in via generale le politiche di transizione energetica e le energie rinnovabili tendono ad avere una reputazione migliore dei combustibili fossili, regna ancora scetticismo sulle Fer in certi gruppi sociali, coorti generazionali e regioni ad alta intensità carbonica. L'opposizione pubblica e politica alle Fer non è insolita nelle regioni Ue in cui la diffusione di queste ha avuto effetti paesaggistici importanti (ad es., in alcune province settentrionali dei Paesi Bassi) e/o ha portato a una bolletta energetica più alta per le famiglie (ad es., in Germania). Una serie di partiti populistici, come il Partito per la Libertà olandese e Alternative für Deutschland in Germania, adottano una retorica che tende a contrapporre un'élite verde urbana dipinta come ipocrita alle classi operaie di provincia dipinte come oneste e vittime di un processo di cui non beneficiano. Visto che le rinnovabili cresceranno in importanza nei prossimi anni, sarà fondamentale garantirne una fruibilità quanto mai estesa e fare in modo che nessuna comunità si senta trascurata o danneggiata. Un approccio inclusivo e partecipativo alle Fer è dunque molto importante (anche) da una prospettiva socio-politica al fine di evitare contraccolpi futuri. Ignorare le fonti di malcontento non favorirebbe le sorti delle rinnovabili nel lungo termine.

Il Green Deal europeo contiene altresì riferimenti alla necessità di adottare una "diplomazia del green deal", mirata a persuadere altri paesi del mondo a perseguire con determinazione la transizione energetica. Tale narrazione si inserisce in un approccio liberale e multilateralista. La diplomazia del green deal viene infatti presentata come uno strumento per portare avanti un interesse collettivo – la protezione dei beni comuni globali. In questa fase, non è chiaro se la diplomazia del green deal costituisca un mero *rebranding* del sostegno diplomatico alla transizione energetica internazionale – nel quale l'Ue vanta una comprovata esperienza che rimonta a prima del Green Deal europeo – o se rappresenti realmente qualcosa di nuovo. La Cop26, co-organizzata da Italia e Regno Unito, sarà un'occasione per l'Ue e i suoi stati membri per mostrare cosa possono fare in questo senso, rendendo operativa la diplomazia del green deal. Una dichiarazione importante contenuta nella visione del Green Deal è che le questioni di politica climatica devono diventare parte integrante del pensiero strategico e dell'azione dell'Ue su scala globale. Ciò sembra trasmettere il messaggio che gli sforzi per combattere il surriscaldamento globale non dovrebbero essere un'agenda ancillare, bensì un principio guida della politica estera comunitaria<sup>74</sup>.

Il Green Deal europeo riconosce come l'Ue abbia bisogno di essere un modello al fine di essere un promotore delle rinnovabili credibile. Pertanto, un'iniziativa di fondamentale importanza con cui l'Unione intende implementare la propria

<sup>74</sup> "Le implicazioni della politica climatica dovrebbero diventare un elemento centrale della riflessione e dell'azione dell'UE sul fronte esterno". Ibid., p. 24.

agenda Fer all'esterno sarà in realtà proprio l'azione interna, in linea con le direttrici politiche storicamente delineatesi in ambito comunitario – in cui le riforme del mercato interno hanno costituito un pilastro della sicurezza energetica e della politica energetica esterna.

Il clima e la finanza sostenibili rappresentano leve sempre più forti al fine di promuovere gli obiettivi climatici comunitari in tutto il mondo. A riprova di ciò vi sono gli sforzi dell'Ue atti a definire un sistema finanziario globale che garantisca una crescita sostenibile attraverso tassonomie, standard e certificazioni per incanalare gli investimenti in direzione green. L'Ue fornisce anche aiuto finanziario per lo sviluppo sostenibile, inclusi ad esempio i progetti Fer nell'Africa sub-sahariana e altre regioni in via di sviluppo<sup>75</sup>. L'Unione rappresenta il 40 per cento della *climate finance* globale pubblica, ma è ora necessario aumentare gli sforzi per stimolare quella privata<sup>76</sup>. L'impegno della Banca europea per gli investimenti (Bei) di eliminare progressivamente gli investimenti nei progetti fossili a partire dal 2021 si tradurrà certamente in maggiori fondi europei incanalati verso progetti per la promozione delle rinnovabili nelle regioni in via di sviluppo. Le garanzie della Bei sono fondamentali anche perché generano un effetto moltiplicatore grazie all'impatto benefico che esse hanno sul costo del capitale (una componente fondamentale nei progetti Fer, i quali sono ad alta intensità di capitale). Ciò è particolarmente importante per i progetti Fer nei paesi in via di sviluppo, in cui il capitale è scarso e costoso a causa degli alti rischi politici percepiti e in cui l'accesso agli strumenti finanziari rimane problematico.

Altre priorità dichiarate nel Green Deal europeo sono: 1) un convinto e persistente sostegno all'Accordo di Parigi – il quale risulta minacciato dal recente ritiro degli Stati Uniti; 2) un maggiore impegno nella politica climatica in forum quali il G20, in cui l'Ue è rappresentata sia come blocco che a livello di singoli stati membri; 3) inclusione dei mercati internazionali del carbonio nell'agenda globale secondo il modello fornito dal Sistema per lo scambio delle quote di emissione dell'Ue, aggiornato di recente e reso più efficiente; 4) rinnovamento della partnership Ue-Cina nelle Fer; e 5) ulteriore impegno nei paesi in via di sviluppo e la creazione di "alleanze verdi" con un'attenzione speciale nei riguardi dell'Africa sub-sahariana<sup>77</sup>.

<sup>75</sup> In Africa un'insufficiente accesso all'energia costituisce un enorme ostacolo allo sviluppo. Seguendo l'attuale traiettoria, nel 2030 in Africa oltre 60 milioni di persone vivranno senza accesso all'elettricità, rappresentando il 36 per cento della popolazione. Colmare il gap nell'accesso all'energia richiederà all'incirca 300 GW di capacità energetica rinnovabile. L'Europa potrebbe favorire gli investimenti del settore privato al fine di aumentare l'accesso all'energia in Africa con iniziative innovative, che uniscano la creazione di un quadro regolamentare favorevole, un adeguato sostegno finanziario e solide misure anti-rischio. Ciò porterebbe benefici ai paesi africani e rafforzerebbe lo status geopolitico dell'Europa.

<sup>76</sup> Commissione europea, *Il Green Deal europeo*, cit.

<sup>77</sup> Per sbloccare il potenziale africano nelle energie sostenibili è stata creata un'Alleanza Africa-Europa per gli investimenti e l'occupazione sostenibili. In aggiunta, verrà lanciata a breve una Strategia globale per l'Africa e nel 2020 si terrà un vertice Ue-Africa dedicato. Esiste inoltre un Programma di cooperazione per le energie rinnovabili Africa-Ue, parte del Partenariato sull'energia Africa-Europa.



Un ultimo aspetto, ma non in ordine d'importanza, è che la politica commerciale viene identificata come un veicolo fondamentale per l'agenda globale di transizione energetica. L'idea è che gli accordi commerciali dovrebbero essere conclusi solamente con le parti che si sono impegnate nell'Accordo di Parigi (o addirittura con quelle che lavorano attivamente per mantenere i propri impegni al di là del livello puramente formale). Nel futuro, l'Ue potrebbe dunque aprire dei canali commerciali preferenziali con i paesi che impiegano una quota più alta di Fer per produrre i propri beni. Il Green Deal europeo asserisce altresì che la politica commerciale Ue dovrebbe garantire uno scambio equo e non distorto nonché investimenti sulle materie prime e quelli necessari per le batterie e la produzione di attrezzature necessarie per la produzione di Fer, rimuovere le barriere commerciali non tariffarie nelle rinnovabili e in generale facilitare il commercio nell'energia pulita.

L'ambizione di arrivare alla nascita di "campioni europei" ossia grandi aziende in grado di competere su scala globale nelle tecnologie *carbon-free*, comprese le Fer e le batterie, è altresì presente nel Green Deal europeo. Ciò si basa sul riconoscimento del fatto che esiste una competizione notevole e che altri paesi non rifuggono dal perseguire strategie di "mercantilismo verde". La Cina in particolare ha concesso all'industria nazionale delle energie rinnovabili generosi sussidi come parte della propria politica industriale verde, con note ripercussioni negative sulla produzione di componenti Fer nell'Ue il decennio scorso. Ciò aggiunge una componente di ambizione geo-economica al Green Deal europeo – che sembra in linea con l'impegno della Commissione europea di essere la "più geopolitica di sempre".

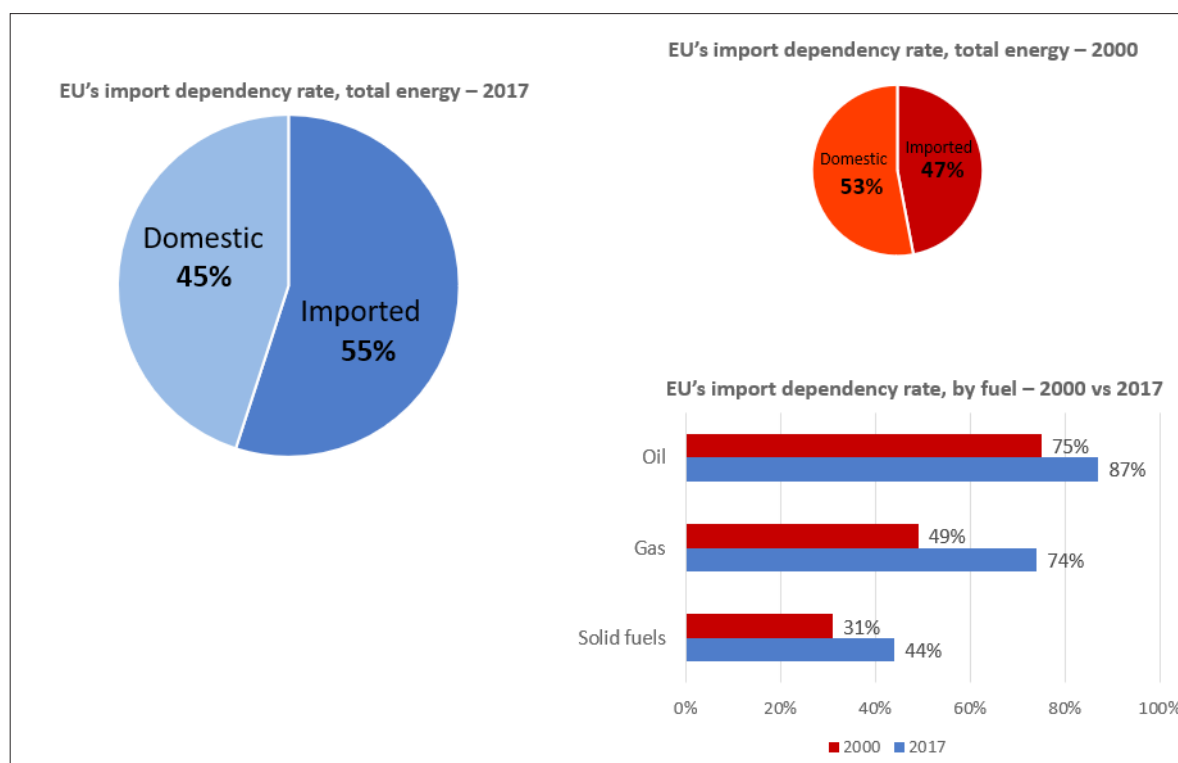
Un rischio che l'Ue deve tenere in considerazione è quello del "*carbon leakage*", per cui attività ad alta intensità di carbonio vengono esternalizzate dall'Ue verso altri paesi per via di regolamentazioni più rigide in ambito comunitario. Una tassa doganale di adeguamento alle emissioni di carbonio che limiti tale fenomeno è oggetto di discussione, ed è caldeggiata come possibile strumento di ultima istanza nel Green Deal. Al di là delle considerazioni climatiche, un'imposta di questo tipo favorirebbe la manifattura comunitaria in una serie di settori. Tuttavia, misure ritorsive da parte di attori terzi sarebbero prevedibili qualora tali meccanismi di tassazione venissero introdotti. Molti settori nell'Unione europea dipendono dal mercato delle esportazioni, ed essi chiaramente soffrirebbero dall'introduzione di tali imposte e di eventuali guerre commerciali. L'effetto macro-economico netto di tali misure è pertanto molto difficile da valutare in questa fase iniziale.

### ***3.3 Considerazioni strategiche sul sostegno dell'Ue alle Fer: sostenibilità, sicurezza e competitività***

L'Unione europea (sia a livello di Commissione europea che di singoli stati membri) sostiene le Fer al fine di perseguire molteplici obiettivi. Le energie rinnovabili sono infatti considerate strumentali per: 1) diminuire le emissioni di gas serra, in linea con i sempre più ambiziosi impegni in ambito climatico; 2) ridurre l'inquinamento

e migliorare la qualità dell'aria a livello locale, con benefici per la salute pubblica; 3) diversificare le fonti d'energia, a fronte di uno scenario di grande – e crescente – dipendenza dai combustibili fossili importati, in particolare dalla Russia; 4) accrescere la prosperità macro-economica, migliorando la bilancia commerciale esterna dell'Ue, creando nuove opportunità per manifatture comunitarie ad alto valore aggiunto e le catene di valore Ue, e attraverso l'effetto moltiplicatore potenzialmente generato dalla costruzione di nuove infrastrutture; e 5) creare posti di lavoro all'interno dell'Unione, con un effetto positivo netto (ossia, tenendo anche in considerazione la perdita di posti di lavoro derivante dalla sostituzione dei combustibili fossili). In sostanza, le Fer sembrano essere promosse nella ricerca di tutte e tre le priorità di politica energetica dell'Ue: non solo la sostenibilità, ma anche la sicurezza e la fattibilità economica (o competitività).

**Figura 1** | Statistiche sulla dipendenza energetica dell'Ue



Fonte: Elaborazione IAI su dati Eurostat.

Una delle principali ragioni geopolitiche per cui le Fer vengono promosse in ambito Ue è che esse vengono considerate come dei sostituti per combustibili fossili importati, con conseguenze potenzialmente positive sia per la sicurezza degli approvvigionamenti che per la sostenibilità ambientale. La dipendenza europea dalle importazioni energetiche è cresciuta negli ultimi decenni. Come mostrato nella Figura 1, nel 2017 l'Ue ha importato l'87 per cento del petrolio e il 74 per cento del gas che consuma (in crescita dal 75 e 49 per cento dell'anno 2000). La dipendenza dalla Russia in particolare è forte e in costante aumento (40 per

cento nel gas, 31 per cento nel greggio e 38 per cento nel carbone nel 2017)<sup>78</sup>. Il deterioramento delle relazioni tra l'Ue e la Russia, a seguito della crisi ucraina del 2014, ha accresciuto le preoccupazioni circa l'esposizione dell'Ue agli idrocarburi russi, rafforzando l'argomentazione secondo cui le Fer interne sono auspicabili (anche) da una prospettiva geopolitica.

Il petrolio e il gas rappresentano la parte principale del conto energetico d'importazione dell'Ue. Questo denota una consistenza tale da avere anche un significativo peso sulla bilancia commerciale generale dell'Unione. Nel 2018 il petrolio e il gas hanno rappresentato circa il 20 per cento (circa 400 miliardi di dollari) del valore totale delle importazioni dell'Ue<sup>79</sup>, un ammontare sicuramente ingente. A fini comparativi, si può notare come questa quota sia quattro volte più alta degli investimenti medi annuali previsti dal Green Deal europeo; si collochi su livelli pari al Pil di economie di media grandezza come quella austriaca; o ancora come sia all'incirca la metà degli ambiziosi programmi di acquisto di bond posto in essere dalla Banca centrale europea per contrastare la crisi economica provocata dalla pandemia di Covid-19. La speranza è che una ridotta dipendenza dalle importazioni di petrolio e gas, raggiunta altresì mediante una più elevata produzione interna di Fer, possa migliorare la bilancia commerciale dell'Ue.

Il potenziale delle Fer di ridurre l'onere delle importazioni energetiche non costituisce l'unico aspetto geo-economico rilevante. L'Ue e alcuni dei suoi stati membri, specialmente la Germania, perseguono altresì l'obiettivo di accrescere la produttività delle proprie imprese attraverso una politica industriale verde. Una tale politica sottende cambiamenti strutturali, con un riorientamento di lavoro e capitale verso nuove attività che non siano solo strumentali al perseguimento degli obiettivi climatici, ma anche promettenti in termini di maggiore competitività (dando la precedenza a una maggiore produttività nel lungo termine). L'obiettivo è raggiungere l'eccellenza nelle più importanti tecnologie green e dare slancio alla competitività a livello globale delle aziende europee.

Tale proposizione poggia su una specifica visione di come sarà configurata l'attività economica del futuro. In altre parole, l'attrattiva di una politica industriale green dipende dalla convinzione ottimistica che la transizione energetica si dispiegherà in un certo modo. In tal senso, un fondamentale obiettivo strategico macro-economico perseguito mediante la promozione delle Fer e mediante una politica industriale green è la limitazione di rischi connessi agli *stranded assets*<sup>80</sup>. Ciò può assumere anche una dimensione geo-economica: si potrebbe infatti sostenere

<sup>78</sup> Dati Eurostat (2017).

<sup>79</sup> Database Eurostat Comext (2018). Nel periodo 2010-2018 il valore medio totale delle importazioni di greggio nell'Ue è pari a 244,2 miliardi di euro l'anno. Aggiungendo i prodotti petroliferi, il conto petrolifero totale medio ammonta a 311,4 miliardi di euro l'anno. Nello stesso periodo il valore medio totale delle importazioni totali è pari a 73 miliardi di euro l'anno. La notevole volatilità dei prezzi delle materie prime si è tradotta in un conto delle importazioni egualmente volatile.

<sup>80</sup> Asset ad alta intensità di carbonio che saranno impossibili da monetizzare per via della decarbonizzazione.

che più un determinato paese riorienta la propria struttura economica verso le Fer e altre industrie verdi, più esso limita la propria esposizione alla crisi finanziaria che potrebbe scoppiare quando significativi investimenti in *stranded assets* non potranno più garantire ritorni.

L'idea di perseguire una politica industriale si basa sull'osservazione che i prezzi di mercato non sempre forniscono i giusti segnali per gli investimenti. Un possibile fallimento del mercato è l'*hold-up problem*, che emerge quando un investimento (che avrebbe generato degli *spillover* di conoscenza – con un effetto positivo sul sistema economico in generale) non è allocato da un attore di mercato in quanto non genera utili nel breve termine. Un altro fallimento del mercato avviene quando una società non investe perché non vi sono garanzie che degli investimenti complementari verranno allocati. Ciò rappresenta essenzialmente un problema di mancanza di sinergie, ed è risaputo che l'introduzione delle Fer in nuovi settori o aree è enormemente limitata da problemi di coordinamento (il cosiddetto *chicken-and-egg problem*). In effetti la fattibilità di certi modelli di business dipende dagli investimenti in infrastrutture, equipaggiamenti, apparecchiature (o altro) che dovrebbero essere garantiti da altri attori<sup>81</sup>.

La questione fondamentale riguarda i costi e i benefici di essere un'azienda pionieristica. Mentre essere all'avanguardia può conferire un vantaggio competitivo in alcuni casi, il *free-riding* può dissipare il vantaggio dell'essersi mossi per primi in altri casi. L'investitore con spirito pionieristico rischia di doversi sobbarcare l'intero rischio di fallimento e poi vedere una diluizione dei propri profitti di innovazione nel momento in cui le conoscenze scoperte grazie all'investimento diventano pubbliche<sup>82</sup>. Ciò si applica alle imprese singole ma anche ad interi paesi. Di fatto, i paesi pionieri consentono agli altri di affrontare i problemi ambientali ad un costo inferiore. Mentre da una prospettiva morale o normativa ciò non costituisce un problema – dato che i paesi pionieri danno il via ad un'innovazione nelle tecnologie che favorisce la decarbonizzazione – può essere un problema da un punto di vista geo-economico.

Il trasferimento massiccio di attività di produzione di energia solare dalla Germania (investitore pioniere) alla Cina (il principale beneficiario indiretto degli investimenti tedeschi di politica industriale verde) rappresenta una delle lezioni più importanti dell'ultimo decennio con riferimento agli aspetti geo-economici della promozione delle Fer. Nei primi anni dopo l'implementazione della *Energiewende*, le compagnie tedesche impegnate nel solare fotovoltaico sono diventate dei leader globali grazie al vantaggio dell'*early mover*. Migliaia di posti di lavoro sono stati creati. In ogni caso, all'inizio degli anni '10 del Duemila, i produttori cinesi low-

<sup>81</sup> Tilman Altenburg e Dani Rodrik, "Green Industrial Policy: Accelerating Structural Change towards Wealthy Green Economies", in Tilman Altenburg and Claudia Assmann (a cura di), *Green Industrial Policy: Concept, Policies, Country Experiences*, Geneva/Bonn, UN Environment/German Development Institute, 2017, p. 1-20, <https://www.un-page.org/node/599>.

<sup>82</sup> Ibid.



cost iniziarono a surclassare le controparti tedesche, con il risultato che il valore delle esportazioni tedesche di celle fotovoltaiche solari si ridusse da 8,1 milioni di dollari nel 2010 a 4,5 milioni nel 2012<sup>83</sup>. In solo un decennio (dal 2004 al 2014), la quota di mercato della Cina nel solare fotovoltaico è cresciuta dal 5 al 45 per cento<sup>84</sup>. Molti produttori tedeschi di fotovoltaico solare (quali Solon, Q-Cells e Odersun) dichiararono bancarotta in quegli anni<sup>85</sup>, e posti di lavoro andarono perduti.

Questa è tuttavia solo una prospettiva parziale. Nell'industria del solare, se è vero che la Cina ha accresciuto l'attività produttiva a scapito della Germania, è anche vero che quest'ultima ha stabilito un vantaggio competitivo in produzioni specializzate di alto valore. Produzioni di nicchia in cui la Germania dispone di tecnologia all'avanguardia e di una considerevole quota di mercato includono invertitori, cavi, strutture di produzione di camere bianche per la creazione di celle e linee di assemblaggio. Gli stessi produttori cinesi di fotovoltaico fanno spesso affidamento sulla tecnologia e sulle componenti tedeschi. In aggiunta, nell'eolico, La Germania è riuscita a mantenere un vantaggio più ampio in termini di quota di mercato, essendo un paese leader nei parchi eolici *offshore* e nelle turbine *onshore* di larga scala. Siemens-Gamesa costituisce un esempio di quei "campioni delle rinnovabili" che il Green Deal mira a creare in ambito Ue. L'esperienza tedesca insegna che l'Ue (e i suoi stati membri, compresa l'Italia) dovrebbero cercare di guadagnare un vantaggio competitivo in prodotti specializzati e servizi piuttosto che nelle produzioni ad alta intensità di manodopera.

### 3.4 Politica interna Ue e Fer

Precedentemente in questo studio, abbiamo offerto un ritratto del panorama europeo delle Fer parlando di settori e tipi di fonti di energie rinnovabili. Abbiamo altresì discusso quali obiettivi esterni stia perseguendo l'Ue sostenendo le Fer. In questa fase, è importante aggiungere una serie di brevi considerazioni sulla geografia (e la politica) interna dell'Ue in tema di Fer. Ciò serve altresì da ponte per la nostra discussione sulla posizione italiana nel contesto europeo (capitolo 4).

Il primo elemento che si deve sottolineare è che la penetrazione delle Fer non è uniforme nell'Ue (sia in termini di quote di mercato che in termini di crescita). Nel 2018 la quota di Fer nel consumo energetico finale lordo degli stati membri

<sup>83</sup> Wilfried Lütkenhorst e Anna Pegels, "Germany's Green Industrial Policy. Stable Policies – Turbulent Markets: The Costs and Benefits of Promoting Solar PV and Wind Energy", in *GSI Research Reports*, gennaio 2014, <https://www.iisd.org/library/stable-policies-turbulent-markets-germanys-green-industrial-policy-costs-and-benefits>.

<sup>84</sup> Anna Pegels, "Germany: The Energy Transition as a Green Industrial Development Agenda", in Tilman Altenburg e Claudia Assmann (a cura di), *Green Industrial Policy: Concept, Policies, Country Experiences*, Geneva/Bonn, UN Environment/German Development Institute, 2017, p. 166-183, <https://www.un-page.org/node/599>.

<sup>85</sup> Michele Parad et al., *Global Cleantech Innovation Index 2014. Nurturing Tomorrow's Transformative Entrepreneurs*, Cleantech Group e WWF, giugno 2014, p. 30, [https://www.cleantech.com/wp-content/uploads/2014/08/Global\\_Cleantech\\_Innov\\_Index\\_2014.pdf](https://www.cleantech.com/wp-content/uploads/2014/08/Global_Cleantech_Innov_Index_2014.pdf).

Ue andava dal 7,4 per cento dei Paesi Bassi al 54,6 per cento della Svezia<sup>86</sup>. Ciò non implica necessariamente che alcuni paesi abbiano avuto prestazioni deludenti, mentre altri ne abbiano avute di eccellenti. I paesi Ue si diedero infatti obiettivi diversi un decennio fa, a seconda sia dei livelli di partenza che delle aspettative circa il futuro potenziale di espansione delle Fer. Nel 2018 11 paesi erano già andati oltre i rispettivi obiettivi e la maggior parte degli stati membri Ue erano sulla buona strada per raggiungere i propri obiettivi per il 2020. Solo pochi pochissimi sono i paesi ritardatari o fuori traiettoria<sup>87</sup>. Sfortunatamente, quando alcuni paesi hanno compreso di essere sul punto di raggiungere l'obiettivo, hanno affievolito il proprio sostegno alle Fer, la qual cosa si è tradotta in un marcato rallentamento nella crescita dell'adozione di Fer negli ultimi tre o quattro anni.

Un altro elemento che deve essere considerato è che gli stati membri non sempre denotano interessi convergenti. Il loro sostegno alle misure che espanderebbero lo spettro delle Fer non è uguale. Nel 2019 Polonia, Ungheria e Repubblica Ceca hanno a tal proposito svolto un'azione di lobby contro un'adozione generale a livello europeo dell'obiettivo di conseguire la neutralità climatica entro il 2050<sup>88</sup>. I paesi che rifiutano di implementare piani per una graduale riduzione del carbone (compresa, ancora una volta, la Polonia) non vedono di buon occhio un supporto ancor più marcato delle Fer – sebbene dispongano essi stessi di piani per espandere la propria capacità Fer. L'Estonia viene a volte aggiunta al gruppo di quei paesi che tirano il freno sulla transizione energetica<sup>89</sup>. Secondo un rapporto del Climate Action Network pubblicato nel 2018, diversi paesi in particolare denotavano risultati "molto scarsi" in termini di perseguimento di ambizioni climatiche: Cipro, Malta, Bulgaria, Estonia, Irlanda e Polonia<sup>90</sup>. Al contrario, altri paesi quali Svezia, Portogallo, Francia, Belgio, Danimarca e Paesi Bassi sono considerati parte di un gruppo più progressista che si batte per azioni più ambiziose sul clima in ambito Ue<sup>91</sup>. Allo stato attuale, tale percezione si basa sugli attuali schemi di sostegno e obiettivi piuttosto che sulla reale penetrazione delle Fer.

Un altro elemento di politica interna comunitaria relativamente alle Fer è rappresentato dall'opposizione da parte di alcuni paesi e gruppi di interesse interni ad una ulteriore integrazione delle reti in un network europeo. A livello pan-europeo,

<sup>86</sup> Eurostat (2018).

<sup>87</sup> Sean Fleming, "These 11 EU States Already Meet Their 2020 Renewable Energy Targets", in *World Economic Forum Articles*, 18 febbraio 2019, <https://www.weforum.org/agenda/2019/02/these-11-eu-states-already-meet-their-2020-renewable-energy-targets>.

<sup>88</sup> Jennifer Rankin, "Central European Countries Block EU Moves towards 2050 Zero Carbon Goal", in *The Guardian*, 20 giugno 2019, <https://gu.com/p/byff5>.

<sup>89</sup> Paola Tamma e Jacopo Barigazzi, "Behind 4 Countries' Resistance to an EU Climate Neutral Goal", in *Politico*, 25 giugno 2019, <https://www.politico.eu/article/whats-behind-the-resistance-of-four-countries-to-an-eu-climate-neutral-goal-of-2050>.

<sup>90</sup> Climate Action Network Europe, *Off Target. Ranking of EU Countries' Ambition and Progress in Fighting Climate Change*, Brussels, CAN Europe, giugno 2018, <http://www.caneurope.org/publications/reports-and-briefings/1621>.

<sup>91</sup> Ibid.; Frédéric Simon, "Germany, Poland Snub EU Appeal for Greater Climate Ambition", in *Euractiv*, 7 maggio 2019, <https://www.euractiv.com/?p=1338282>.

l'integrazione delle reti viene vista come una componente molto importante delle strategie finalizzate al bilanciamento dell'intermittenza e alla definizione di convergenze sui prezzi. Il principio è che gli elettroni dovrebbero transitare liberamente possibile tra i confini e reagire a segnali di prezzo, garantendo così un efficiente funzionamento del mercato. La sicurezza degli approvvigionamenti viene altresì spinta dall'integrazione: per via di tassi di irradiazione solare e ventilazione variegati nell'Ue, mettere in comune approvvigionamenti provenienti da tutta Europa è visto come un modo di accrescere le garanzie di una più costante disponibilità di energia generata dalle Fer.

Tuttavia, i singoli stati membri potrebbero essere preoccupati del fatto che l'influsso delle rinnovabili a basso costo da un paese vicino possa creare problemi economici ai produttori energetici domestici. Un'altra complicazione è racchiusa negli scompensi di sistema e di rete dovuti all'influsso di rinnovabili intermittenti introdotte nei paesi vicini. Un esempio è dato dal fenomeno del "loop flow": l'elettricità tende a seguire la via più breve, il che comporta che l'energia prodotta in un paese A a volte percorra un tratto di un paese B prima di rientrare in un'altra regione del paese A. Ciò crea potenziali congestioni e costi per il paese B, anche se il paese B non consuma l'elettricità a cui offre il transito. Ciò crea discussioni politiche sulla condivisione dei costi e la gestione della congestione. Al contrario, è possibile che un paese si opponga a connessioni della propria rete elettrica con un paese vicino perché non vuole sovvenzionare il vicino con energia a costo marginale zero, sulla cui spesa capitale il paese di origine ha investito molti soldi pubblici.

Rivolgeremo ora la nostra attenzione all'Italia, la quale emerge come leader nelle Fer all'interno del contesto Ue. Una *Statistical Factsheet* redatta dallo IAI sulla posizione dell'Italia in una serie di tecnologie rinnovabili e indicatori forma parte di questo studio.

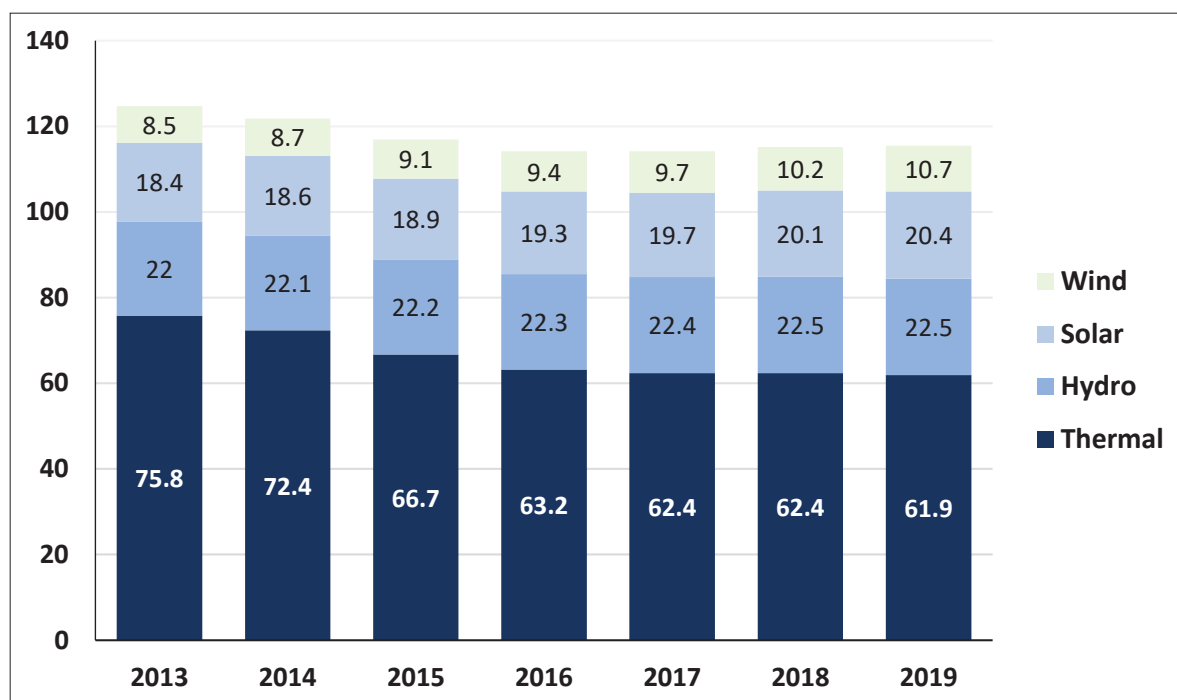
## 4. Il panorama italiano delle Fer e il cambio di priorità della politica estera

### 4.1 L'Italia all'avanguardia e leader nelle Fer

Negli ultimi due decenni, l'Italia è diventata un leader globale nelle Fer, anche se negli ultimi anni la diffusione delle rinnovabili è stata più lenta e rimangono alcune aree di debolezza, come la mobilità elettrica (vedi 4.2). Nel 2019 la produzione di rinnovabili da solare, eolico e idroelettrico ha costituito un terzo della produzione energetica netta italiana, leggermente al di sopra della media europea. La Figura 2 mostra le statistiche sulla capacità installata. Oltre all'elettricità, il calore rinnovabile svolge un ruolo cruciale nella decarbonizzazione del settore del riscaldamento assieme all'efficienza energetica. Tra il 2014 e il 2017 è stato mobilitato quasi un miliardo di euro di investimenti e nel solo 2017 sono state create 40.000

installazioni di riscaldamento rinnovabile<sup>92</sup>. All'incirca un quinto del fabbisogno di riscaldamento e raffreddamento italiano viene soddisfatto dalle Fer, leggermente al di sopra della media europea<sup>93</sup>. Al contrario, le rinnovabili rappresentano in Italia solo il 7,6 per cento del consumo energetico totale finale nei trasporti, leggermente al di sotto della media Ue.

**Figura 2** | Capacità installata in Italia dal 2013 (GW)



Fonte: Enea, *Analisi trimestrale del Sistema energetico italiano*, n. 4/2019, p. 34, <https://www.enea.it/it/seguici/publicazioni/pdf-sistema-energetico-italiano/04-bollettino-trimestrale-2019.pdf>.

L'Italia dispone di una rete elettrica digitalizzata, affidabile ed efficiente, anche in confronto ad altri paesi occidentali dell'Ue. L'Italia è stata per esempio un paese all'avanguardia nell'introduzione dei contatori intelligenti. Ad ogni modo, saranno necessari maggiori investimenti in vista di una più generale adozione delle Fer in futuro. Senza le infrastrutture necessarie per gestire e distribuire le energie rinnovabili, non sarà possibile raggiungere l'obiettivo di decarbonizzazione auspicato, in particolare quello della neutralità climatica entro il 2050. Pertanto, in parallelo e verosimilmente attraverso investimenti anticipati, è fondamentale finanziare e costruire le infrastrutture del caso per consentire una maggiore diffusione delle rinnovabili. Ciò include unità di accumulazione, batterie, sistemi di gestione dal lato della domanda, investimenti nella rete nazionale, collegamenti a quella internazionale e nella digitalizzazione.

<sup>92</sup> Ibid.

<sup>93</sup> Secondo i dati Eurostat (2018).



La nostra analisi comparata delle performance dell'Italia nei principali indicatori Fer rivela come il paese goda di una posizione di leadership. L'Italia è in effetti all'avanguardia e rimane uno dei mercati più importanti al mondo per le energie rinnovabili. Anche se la crescita di nuovi investimenti si è purtroppo ridotta in modo significativo negli ultimi anni, l'Italia rimane al settimo posto nel ranking globale per investimenti cumulativi nelle capacità rinnovabili per il periodo 2010-2019 (82 miliardi di dollari) – davanti a paesi come la Francia, il Brasile e la Spagna<sup>94</sup>. Nel contesto Ue l'Italia occupa la posizione migliore in tutti gli indicatori legati allo sfruttamento dell'energia geotermica (posti di lavoro, turnover, capacità utilizzabile e produzione). L'idroelettrico è un altro settore in cui l'Italia può vantare una posizione di leadership in ambito Ue, dato che si classifica prima per posti di lavoro, seconda nel turnover e terza sia per capacità che per produzione.

Inoltre, il paese si posiziona secondo a livello Ue per capacità solare fotovoltaica e produzione elettrica, e quarta in posti di lavoro e turnover. L'Italia è altresì il secondo produttore Ue di biogas (e vanta lo stesso ranking in posti di lavoro e turnover nel biogas). Inoltre, più della metà delle pompe di calore attualmente operative nell'Ue si trovano in Italia. Nel settore eolico, l'Italia è sesta per turnover e posti di lavoro e quinta per capacità e produzione nell'Ue – malgrado il fatto che le regioni italiane con la più alta densità di popolazione e attività economica abbiano uno dei peggiori potenziali nell'eolico dell'Ue. Infine, l'Italia è il terzo paese dell'Unione europea per produttività del lavoro nel settore delle energie rinnovabili. Ciò è particolarmente degno di nota se confrontato con la scarsa produttività media della manodopera italiana nell'economia più in generale. Per un'analisi completa della posizione italiana nei fondamentali indicatori Fer, si veda la sezione 2 della *Statistical Factsheet*.

Inoltre, l'Italia gode di una posizione di leadership in una serie di componenti specifici. In particolare vanta una considerevole specializzazione in alcune tecnologie eoliche, specialmente negli impianti di produzione a turbina eolica e trasmettitori<sup>95</sup>. Per di più, l'Italia dispone di un importante vantaggio comparato rivelato (Vcr) nelle tecnologie idroelettriche<sup>96</sup> ed è un esportatore netto di turbine geotermiche a ciclo binario così come il secondo produttore al mondo di turbine geotermiche a ciclo flash<sup>97</sup>. Infine, sebbene la produzione elettrica sia bassa, una serie di studi hanno riscontrato che l'Italia ha un grande Vcr potenziale nei veicoli elettrici, raggiungibile con adeguati investimenti e sostegno politico (vedi Box nella sezione 4.2)<sup>98</sup>. In aggiunta, come menzionato in precedenza,

<sup>94</sup> Frankfurt School-Unep Centre e Bnef, *Global Trends in Renewable Energy Investment*, cit.

<sup>95</sup> Commissione europea, *Energy Union Factsheet Italy* (SWD/2017/399), 23 novembre 2017, p. 22, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/It/TXT/?uri=CELEX:52017SC0399>.

<sup>96</sup> EurObserv'ER, *The State of Renewable Energies in Europe. 2019 ed.*, Paris, 2010, p. 262, <https://www.eurobserv-er.org/?p=5790>.

<sup>97</sup> Secondo i dati pubblicati dal Clean Energy Manufacturing Analysis Center.

<sup>98</sup> Georg Zachmann and Robert Kalcik, "Export and Patent Specialization in Low-Carbon Technologies", in Soumitra Dutta, Bruno Lanvin e Sacha Wunsch-Vincent (a cura di), *The Global Innovation Index 2018. Energizing the World with Innovation*, Ithaca/Fontainebleau/Geneva, Cornell

l'Italia ha una rete elettrica diffusa, affidabile e altamente digitalizzata. Il paese è stato significativamente uno dei primi ad attuare la sostituzione con i contatori intelligenti<sup>99</sup>. Ciò conferisce un vantaggio all'Italia poiché accresce l'affidabilità e la sicurezza degli approvvigionamenti.

Infine, in Italia ha sede Enel, la più grande *utility* europea in termini di capitalizzazione e leader globale nella produzione rinnovabile. L'azienda ha una portata globale e opera in tutti e cinque i continenti. Uno dei suoi mercati più importanti è quello latinoamericano (in particolare Messico, Cile, Perù, Brasile, Argentina e Colombia), che contribuisce a rinforzare il peso economico ed energetico dell'Italia al di là dei tradizionali mercati di riferimento. In aggiunta, Enel è operativa in modo significativo negli Usa, in Spagna, in Australia, in Sud Africa, in Zambia e in India. L'Italia ospita altresì produttori competitivi di cavi e di altri componenti Fer, oltre che grandi compagnie energetiche interessate alla transizione e dotate di significativo know-how e capitale. Tra gli altri attori principali della transizione energetica si possono annoverare agenzie di regolamentazione, operatori di trasmissione e distribuzione di sistema, provider di servizi e agenzie di ricerca e sviluppo.

Questa costituisce un'eccellente base da cui l'Italia può partire, ma appare necessario aumentare gli sforzi al fine acquisire maggiore competitività, in special modo poiché l'ultimo Cleantech Innovation Index rivela come altri paesi stiano procedendo a passo spedito. Vale la pena enfatizzare che le attuali statistiche di Vcr si basano sulle esportazioni attuali. Se l'Italia diventerà o meno una centrale di produzione di rinnovabili dipende in definitiva dalle sue priorità di politica industriale, da maggiori investimenti in ricerca e innovazione, e dalla capacità di competere sulla scena globale. Fino ad oggi, il settore delle rinnovabili in Italia e in altri paesi ha beneficiato di equipaggiamenti a basso prezzo prodotti in paesi non Ocse, con un vantaggio comparato per via dei bassi costi del lavoro.

Al contrario, l'Italia può e dovrebbe compiere dei passi per acquisire una maggiore specializzazione nelle tecnologie, nelle componenti e nelle forniture di nicchia. Queste includono ad esempio componenti high-tech di solare fotovoltaico, turbine eoliche, tecnologie geotermiche ed energia solare concentrata, ma anche pile a combustibile, batterie a ioni di litio e materiali leggeri. In aggiunta, i servizi diverranno sempre più importanti con l'aumentare della quota di energie rinnovabili nel mix energetico. Alcuni di questi servizi possono essere esportati. Esempi di nuovi servizi sono le reti intelligenti, eco parchi industriali a ciclo chiuso, sistemi di trasporto *smart*, sistemi di monitoraggio per standard ambientali lungo le catene di valore, sistemi di gestione energetica e così via. Il potenziale per l'Italia di accrescere la propria competitività tecnologica è certamente presente e può contare

University/INSEAD/WIPO, 2018, p. 112, <https://www.wipo.int/publications/en/details.jsp?id=4330>.

<sup>99</sup> Si veda Tobias Ryberg, "The Second Wave of Smart Meter Rollouts Begin in Italy and Sweden", in *Metering & Smart Energy International*, n. 4/2017 (ottobre 2017), p. 26-27, <https://www.smartenergy.com/?p=54058>.

sulla combinazione di un mercato interno relativamente grande, sull'accesso ad un ancor più grande e dinamico mercato Ue, su un accesso relativamente buono alla finanza, su un sostegno politico costante e su capacità tecniche e ingegneristiche eccellenti. Una visione politica è necessaria per esprimere tale potenziale, assieme ad investimenti privati.

#### 4.2 Le rinnovabili e il Piano nazionale integrato per l'energia e il clima

La versione finale del Piano nazionale integrato per l'energia e il clima (Pniec) proposto all'Ue dal governo alla fine del 2019 definisce un target di 187 TWh di produzione rinnovabile di elettricità entro il 2030 (Tabella 1). Ciò rappresenta un aumento del 65 per cento paragonato al 2019. Il solare e l'eolico saranno con ogni probabilità i vettori principali dato il potenziale limitato di crescita dell'elettricità geotermica e idroelettrica. Si prevede che la capacità solare installata raggiunga i 52 GW (di cui 880 MW come energia solare concentrata) e una capacità eolica installata di 19.3 GW (di cui 900 MW eolico offshore). Ciò rappresenta una crescita del 230 per cento per il solare e del 180 per cento per l'eolico rispetto al 2019.

**Tabella 1** | Obiettivi e traiettorie di crescita al 2030 della quota rinnovabile nel settore elettrico (TWh)

|   | 2016  | 2017  | 2025  | 2030  |
|---|-------|-------|-------|-------|
| Produzione rinnovabile                                    | 110,5 | 113,1 | 142,9 | 186,8 |
| Idrica (effettiva)  | 42,4  | 36,2  |       |       |
| Idrica (normalizzata)                                     | 46,2  | 46,0  | 49,0  | 49,3  |
| Eolica (effettiva)  | 17,7  | 17,7  |       |       |
| Eolica (normalizzata)                                     | 16,5  | 17,2  | 31,0  | 41,5  |
| Geotermica  | 6,3   | 6,2   | 6,9   | 7,1   |
| Bioenergie*   | 19,4  | 19,3  | 16,0  | 15,7  |
| Solare  | 22,1  | 24,4  | 40,1  | 73,1  |
| Denominatore - Consumi interni lordi di energia elettrica | 325,0 | 331,8 | 334   | 339,5 |
| Quota Fer-E (percentuale)                                 | 34,0  | 34,1  | 42,6  | 55,0  |

Nota: \* Per i bioliquidi (inclusi nelle bioenergie insieme alle biomasse solide e al biogas) si riporta solo il contributo dei bioliquidi sostenibili.

Fonte: Ministero dello Sviluppo economico et al., *Piano nazionale integrato energia e clima*, dicembre 2019, p. 58, [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/it\\_final\\_necp\\_main\\_it.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/it_final_necp_main_it.pdf).

Nel settore del riscaldamento, il principale vettore di produzione rinnovabile verrà con ogni probabilità dalle pompe di calore, con un aumento del 115 per cento nella produzione rispetto al 2017. Anche la produzione termica solare svolgerà un ruolo e ci si aspetta infatti che cresca del 260 per cento, ma il suo contributo in termini assoluti sarà molto più basso se paragonato alle pompe di calore. Il Pniec prevede per il calore rinnovabile la capacità di soddisfare il 34 per cento di domanda finale di calore nel 2030.

Sebbene la mobilità elettrica sia destinata a diventare il pilastro principale del sistema di trasporto decarbonizzato, vale la pena notare come, nel confronto con altri stati membri Ue, l'Italia rimanga indietro nell'affrontare la sostenibilità ambientale del proprio sistema di trasporti. Con una delle più vecchie flotte in Europa, una delle quote di autoveicoli più alte per abitante nel mondo, il numero più alto di morti premature a causa dell'inquinamento atmosferico in Europa (70.000 nel 2016) e alti prezzi dei combustibili, vi è la chiara necessità di azioni più incisive. Nel 2018 le Fer hanno rappresentato il 7,6 per cento del consumo energetico totale finale nei trasporti in Italia, leggermente al di sotto della media Ue.

Nel settore dei trasporti, l'obiettivo generale per il 2030 per le rinnovabili è il raggiungimento del 22 per cento della domanda finale. Il Pniec italiano ripone molta più enfasi sul ruolo e lo sviluppo dei biocombustibili, in particolare il biometano, piuttosto che sull'elettricità rinnovabile attraverso la crescente mobilità elettrica. Ciò detto, è molto probabile un contributo significativo dai veicoli elettrici e da quelli ibridi plug-in, guidato da sostanziali investimenti nei prossimi cinque-sette anni. Questo significherebbe avere circa 6 milioni di veicoli elettrici sulle strade entro il 2030, 4 milioni dei quali sarebbero completamente elettrici. Gli studi della Econometrics, Element Energy University di Cambridge e dell'Università Bocconi<sup>100</sup> mostrano che una transizione più veloce verso la mobilità elettrica garantirebbe maggiori benefici rispetto alle attuali politiche governative. Nel 2030 la spesa annuale sui combustibili per un'automobile di piccole dimensioni sarà in media inferiore di 353 euro rispetto al 2020, grazie alla maggiore efficienza e a una maggiore diffusione di veicoli elettrici. Paragonata ad un'autovettura tradizionale, nel 2030 una batteria per veicoli elettrici potrebbe far risparmiare al proprietario di una piccola auto una media di 917 euro all'anno per i costi relativi al combustibile e alla manutenzione, compensando i più alti costi di acquisto iniziali. In aggiunta, all'incirca 19.225 posti di lavoro aggiuntivi netti verrebbero creati. L'Italia dovrebbe altresì esplorare vie per migliorare il suo vantaggio comparato nelle batterie (cfr. Box 1).

Nonostante gli sforzi maggiori necessari a raggiungere tali obiettivi siano significativi, vale la pena notare che il Pniec dovrà essere adattato. In particolare, il piano presuppone un target europeo di riduzione di emissioni di gas serra di almeno il 40 per cento; target concordato dai leader europei nel 2014, prima dell'Accordo di Parigi del 2015. Oggi il panorama politico, sociale e tecnologico è sostanzialmente cambiato, dando spazio a maggiori ambizioni. Le aspettative puntano a un obiettivo di riduzione delle emissioni entro il 2030 del 55 per cento. In aggiunta, sia l'Ue che l'Italia si sono ora poste l'ambizione di raggiungere l'obiettivo di emissioni nette zero entro il 2050. Gli obiettivi del Pniec devono quindi essere rivisti in modo da riflettere questa maggiore ambizione.

<sup>100</sup> Agenzia europea per l'ambiente, *Italy – Air Pollution Country Fact Sheet*, 2019, <https://www.eea.europa.eu/themes/air/country-fact-sheets/2019-country-fact-sheets/italy>.



**Box 1** | *La posizione dell'Italia nella produzione di batterie*

Quello delle batterie viene visto come un grande nuovo mercato e un asset strategico per la transizione verde. Sebbene il potenziale italiano per l'esportazione di batterie sia ampio, l'analisi dell'Enea afferma che "in Italia si osserva solo un debole sviluppo delle capacità industriali nei [...] componenti di veicoli elettrici, quali batterie e motori elettrici" aggiungendo come "nella visione strategica dei produttori italiani di componenti *automotive* [...], la mobilità green non è ancora emersa come [un] significativo componente della loro strategia di business". A meno che investimenti significativi inizino a fluire nel settore delle batterie e, più in generale, della mobilità elettrica, l'Italia perderà la propria sfida con i *competitors* esteri e perderà l'opportunità di creare nuovi posti di lavoro di qualità. L'Italia è un importatore netto di batterie e pertanto il suo vantaggio comparato rivelato è attualmente negativo, con alcune eccezioni per una serie di prodotti selezionati quali i componenti di accumulatori elettrici. Si dovrebbero prendere in considerazione azioni più incisive al fine di stimolare la domanda interna. La spinta alla domanda per il mercato italiano potrebbe venire da altri mercati europei e internazionali più grandi. In ogni caso, come afferma l'Enea, "il dipendere esclusivamente dalla scelta di attori esterni rappresenta un serio elemento di vulnerabilità per un settore produttivo che potrebbe vedere interi segmenti della sua catena di valore (quelli che caratterizzano i motori a combustione interna) divenire obsoleti e sparire, con pesanti conseguenze per i lavoratori e le comunità locali. Il contrastare un tale rischio richiede prima di tutto una ricerca e delle capacità più forti, la formazione (e la nuova formazione) di una forza lavoro che sia pronta e capace di rispondere agli investimenti privati, e una qualche promozione delle aziende nazionali più competitive".

Fonte: basato per lo più su M. Cristina Tommasino, Maria Rosa Viridis e Alessandro Zini, "Case Study: Technological Potential and Competitiveness in Electric Mobility Technologies: The Case of Italy", in Georg Zachmann et al., *Assessing the Technology Innovation Implications of NDCs, Technology Portfolio Choices, and International Competitiveness in Clean Technologies*, COP21 Ripples Deliverable 3.3, agosto 2018, p. 93, 86 e 94, <https://www.cop21ripples.eu/resources/deliverable-3-3>.

**4.3** *La rilevanza geopolitica delle Fer per l'Italia e le implicazioni per la sua politica estera*

L'impatto di una più generale adozione delle Fer sulla posizione geopolitica dell'Italia dipenderà in modo cruciale dal tasso presunto di penetrazione delle Fer e dal ritmo della transizione energetica. Nelle fasi iniziali e intermedie della transizione, i problemi di sicurezza energetica relativi ai combustibili fossili rimarranno con ogni probabilità alti. Nel lungo termine, comunque, l'importanza dei combustibili fossili (e dei relativi problemi di sicurezza energetica) tenderà a diminuire. I trend descritti sotto iniziano già adesso ad avere un impatto significativo e avranno sempre più importanza man mano che ci si avvicina al 2030 e oltre.

Una più generale adozione delle Fer a livello interno trasformerà il settore energetico italiano e avrà effetti sull'economia nazionale, contribuendo così a ridefinire gli interessi strategici nazionali. Ciò ha il potenziale di creare cambiamenti nella posizione globale dell'Italia negli affari globali e nelle priorità di politica estera. La transizione verso le Fer può avere importanti benefici socio-economici. In linea generale, maggiore impiego, stabilità sociale e una popolazione più in salute possono rilanciare la resilienza dell'Italia e così la sua posizione negli affari internazionali – a patto che i legislatori pongano in essere meccanismi per una transizione equa.

Il provider italiano di servizi nell'energia rinnovabile (Gse) stima che il settore dell'elettricità rinnovabile abbia creato dal 2017 il doppio dei posti di lavoro rispetto al settore dei combustibili fossili<sup>101</sup>. Nel 2030 si stima che l'impiego derivante dalle energie rinnovabili crescerà di almeno un terzo mentre si prevede che quello collegato ai combustibili fossili diminuirà di un terzo<sup>102</sup>. Si ritiene che la transizione verso le Fer abbia avuto sinora un effetto netto di creazione d'impiego per l'Italia, e le stime suggeriscono come questo aspetto si consolidi in futuro. Un fondamentale facilitatore dell'accettazione politica e sociale delle Fer sarà la capacità del governo di porre in essere misure per una transizione socialmente equa<sup>103</sup>, anche questa importante elemento del Green Deal europeo discusso nella sezione 3. Proteggere le comunità vulnerabili così come fornire ai lavoratori una credibile alternativa all'impiego nei combustibili fossili sono priorità alla base del successo della transizione energetica. Un'altra sfida risiede nel fatto che le entrate fiscali del governo si ridurranno con una progressiva eliminazione dei combustibili fossili. Al contrario, un beneficio aggiuntivo è dato dal fatto che, riducendo il monossido di azoto e la concentrazione di particolato, le Fer possono evitare decessi prematuri a causa dell'inquinamento dell'aria e ridurre l'insorgenza di malattie quali cancro ai polmoni, bronchite cronica e asma. Al di là del costo umano, tali condizioni sono un fardello economico per il welfare nazionale, e si dovrebbe porre l'accento sul fatto che in Italia si trovano alcune delle regioni più inquinate dell'Occidente.

Le Fer sono un facilitatore fondamentale della transizione energetica e della lotta contro il riscaldamento globale. L'importanza di tali dossier è ampiamente riconosciuta in Italia, anche tra chi si occupa di politica estera. Promuovere la transizione energetica a livello internazionale appare in linea con l'interesse nazionale italiano non solo per ragioni etiche ma anche di sicurezza, economiche e politiche. In quanto paese sviluppato, l'Italia dovrebbe puntare a raggiungere la neutralità climatica entro il 2050 in quanto parte del suo adeguato contributo per limitare il surriscaldamento a 1,5 gradi<sup>104</sup>. La sicurezza nazionale e la prosperità

<sup>101</sup> Ministero dello Sviluppo economico et al., *Piano nazionale integrato energia e clima*, cit., p. 275.

<sup>102</sup> Ibid.

<sup>103</sup> Luca Bergamaschi, "There Is No Green Deal without a Just Transition", in *IAI Commentaries*, n. 20|01 (gennaio 2020), <https://www.iai.it/it/node/11217>.

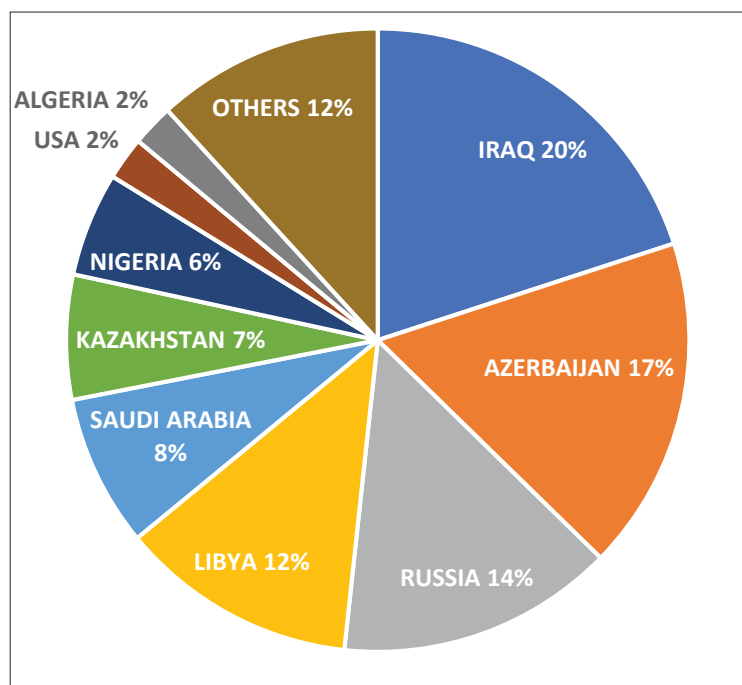
<sup>104</sup> Ipcc, "Summary for Policymakers", cit.

dell'Italia dipendono dal garantire stabilità climatica, data l'elevata esposizione del paese agli impatti climatici, maggiore rispetto ad altri paesi europei<sup>105</sup>. Le tecnologie pulite, e in special modo le Fer, svolgeranno un ruolo fondamentale nel raggiungimento sia degli obiettivi di sicurezza sia di quelli economici dell'Italia. A livello geopolitico, questo implica che l'Italia deve allineare la propria posizione e le proprie priorità a una nuova realtà, gestendo al tempo stesso la transizione in maniera ordinata.

Un aspetto aggiuntivo assolutamente degno di nota è dato dal fatto che un'adozione più generalizzata delle Fer limiterebbe la dipendenza italiana dai combustibili fossili. In generale, questo avrebbe tre ripercussioni positive: la riduzione della dipendenza geopolitica italiana dai produttori di combustibili fossili, dai paesi di transito, dai colli di bottiglia marittimi e dalla vulnerabilità agli shock dell'offerta; il miglioramento della bilancia commerciale italiana; la protezione di quest'ultima (e dell'economia più in generale) dalla volatilità dei prezzi delle materie prime.

Ogni anno l'Italia importa il 90 per cento del proprio fabbisogno di petrolio e gas. Le importazioni di petrolio sono abbastanza diversificate ma sono dominate da paesi nelle regioni Mena e ex Urss (vedi Figura 3).

**Figura 3** | Le importazioni di greggio in Italia per paese d'origine nel 2019

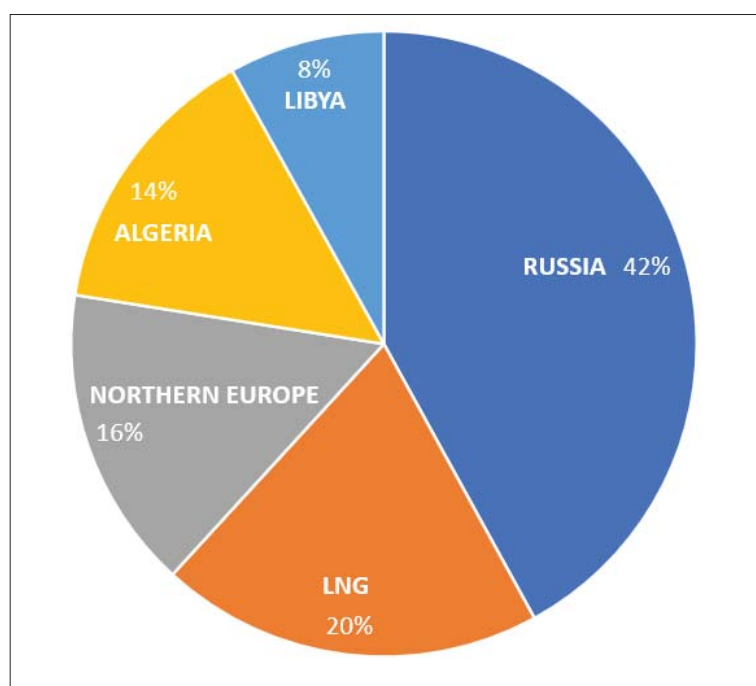


Fonte: Elaborazione IAI su dati Enea, *Analisi trimestrale del Sistema energetico italiano*, 2020, cit., p. 42.

<sup>105</sup> Giovanni Forzieri et al., "Escalating Impacts of Climate Extremes on Critical Infrastructures in Europe", in *Global Environmental Change*, vol. 48 (gennaio 2018), p. 97-107, <https://doi.org/10.1016/j.gloenvcha.2017.11.007>.

Nel 2019 l'Iraq è diventato il principale fornitore di petrolio dell'Italia (con una quota di mercato di circa il 20 per cento) – compensando le importazioni dall'Iran, cessate completamente in seguito all'applicazione delle sanzioni commerciali extraterritoriali statunitensi verso Teheran<sup>106</sup>. Anche le importazioni di gas si sono diversificate, sebbene la Russia svolga un ruolo di primo piano (vedi Figura 4).

**Figura 4** | Le importazioni di gas naturale in Italia per paese d'origine nel 2019



Fonte: Elaborazione IAI su dati Enea, *Analisi trimestrale del Sistema energetico italiano*, 2020, cit., p. 48.

Il 2019 ha visto un livello record di importazioni di gas naturale liquefatto (Gnl) dagli Usa, sebbene tale flusso non sia necessariamente strutturale dato che il Gnl statunitense è più flessibile rispetto alla destinazione e segue logiche meno regolari. Nuove consegne di gas dall'Azerbaijan inizieranno ad arrivare una volta che la Trans-Adriatic Pipeline sarà operativa. In linea generale, comunque, la diversificazione di importazioni di gas naturale dovrà far fronte a sfide commerciali. Mentre il Gnl ha un grande potenziale di diversificazione, trovare compagnie (o paesi) disposti a finanziare costosi gasdotti da nuovi esportatori verso l'Ue è più difficile, dato che vi è riluttanza a siglare nuovi contratti a lungo termine.

In quanto uno dei paesi più dipendenti al mondo dalle importazioni di petrolio e gas, la posizione geopolitica dell'Italia è stata storicamente influenzata dalla

<sup>106</sup> Enea, *Analisi trimestrale del Sistema energetico italiano*, n. 1/2020, p. 42, <https://www.enea.it/it/seguici/pubblicazioni/pdf-sistema-energetico-italiano/01-analisi-trimestrale-2020.pdf>.



necessità di assicurare l'accesso a petrolio e gas. Ciò ha richiesto la creazione e il mantenimento di solide relazioni con i paesi esportatori di combustibili fossili e la promozione di stabilità a livello regionale, che garantisse passaggi sicuri per le materie prime via terra e via mare. Tale approccio è stato guidato in grande misura da una definizione tradizionale di sicurezza energetica che enfatizza i problemi relativi all'accesso e alla diversificazione.

Questo alto livello di dipendenza dalle importazioni di combustibili fossili dall'estero ha sinora avuto un impatto sullo spazio di manovra per la politica estera italiana. L'alto livello di instabilità a cui alcuni di fornitori non-Ue dell'Italia sono esposti ha definito gli interessi energetici dell'Italia, le sue priorità e la sua posizione geopolitica. Inoltre, molti di questi sono stati fragili, a volte guidati da regimi autocratici con bassi livelli di democrazia, diritti civili, uguaglianza di genere, libertà d'informazione e sviluppo sostenibile. La sicurezza energetica si è così spesso scontrata con altre priorità e dossier di politica estera, rendendo difficile così come dispendioso in termini di tempo e risorse creare un bilanciamento per la diplomazia italiana. Molti di questi paesi – in special modo quelli nella regione Mena – sono altamente esposti all'impatto dei cambiamenti climatici, che esacerberanno ulteriormente l'instabilità politica, economica e sociale<sup>107</sup>.

Le Fer svolgono un ruolo sempre più importante nel diversificare gli approvvigionamenti, nel creare una capacità di produzione a livello locale abbassando il conto delle importazioni dell'Italia. La diffusione delle Fer in Italia ha reso possibile evitare un sostanziale consumo di combustibili fossili (1,7 Mtoe) nel 2017<sup>108</sup>. Considerata una spesa annuale netta media per i combustibili fossili di 44 miliardi di euro negli ultimi anni<sup>109</sup> – compresi 2 miliardi di euro per il carbone, 17 per il gas e 25 per il petrolio – una sempre maggiore penetrazione di tecnologie pulite quali le rinnovabili, le batterie e una maggiore efficienza energetica possono avere un grande impatto, facendo risparmiare miliardi di euro ogni anno, apportando benefici a consumatori e imprese e proteggendoli contro la volatilità dei prezzi dei mercati internazionali. Ciò aiuterà altresì a gestire l'atteso aumento del debito pubblico e privato a causa della crisi del Covid-19, rendendo utile la spesa in infrastrutture per la transizione energetica.

1) A fronte di una riduzione della domanda di combustibili fossili da parte dei principali consumatori nell'Ue e in Nord America (inizialmente) e in Asia (successivamente), gli esportatori dovranno necessariamente ripensare i propri modelli economici e sociali. I produttori di combustibili fossili dovranno affrontare

<sup>107</sup> Luca Bergamaschi et al., *EU Foreign Policy in a Changing Climate. A Climate and Energy Strategy for Europe's Long-Term Security*, Berlin etc, E3G, maggio 2016, [https://www.e3g.org/docs/E3G\\_EU\\_foreign\\_policy\\_energy\\_climate.pdf](https://www.e3g.org/docs/E3G_EU_foreign_policy_energy_climate.pdf).

<sup>108</sup> Filippo Capizzi et al., "Renewable Energy in Europe 2019. Recent Growth and Knock-on Effects", in *Eionet Reports ETC/CME*, n. 2019/8 (dicembre 2019), p. 78, <https://www.eionet.europa.eu/etcs/etc-cme/products/etc-cme-reports/renewable-energy-in-europe-2019-recent-growth-and-knock-on-effects>.

<sup>109</sup> Unione Petrolifera sulla base di dati Istat, 2010–2018.

la sfida della gestione di minori esportazioni, minori entrate statali e degli impatti sul Pil. Le riserve di valuta estera e i fondi sovrani rappresentano dei cuscinetti fondamentali. Tagliare i sussidi, aumentare le tasse e i prezzi dei prodotti esacerberebbe il rischio di sommovimenti politici e repressione in paesi senza solidi cuscinetti finanziari. La posizione geografica dell'Italia la rende particolarmente vulnerabile al rischio d'instabilità nei principali produttori di petrolio e gas nelle regioni Mena e ex Urss. Nel lungo termine, potrebbe essere positivo per l'Italia avere vicini meno esposti alla *resource curse* e a dinamiche da *Dutch disease*, ma la transizione non sarà facile.

2) Le Fer racchiudono altresì un grande potenziale nell'ottica di apertura di nuove opportunità di business per l'Italia e di creazione di nuovi vantaggi comparati per un paese che altrimenti dovrebbe far fronte a una sempre maggiore competizione globale in altri settori economici. Vale la pena enfatizzare che un'economia più prospera e innovativa di solito si traduce in una più grande leva geopolitica.

Come analizzato nella sezione 4.1, l'Italia ha già un vantaggio comparativo in diverse tecnologie Fer ed è ben posizionata per ottenere ulteriori vantaggi comparativi. Le considerazioni sollevate nella sezione 3 sulle politiche industriali verdi dell'Ue e sul posizionamento globale del settore europeo delle Fer, possono essere pienamente applicate anche all'Italia. Una delle osservazioni più significative contenute nella sezione 3 è che i Paesi dell'Ue (e, più in generale, le economie avanzate) dovrebbero concentrarsi su componenti ad alta tecnologia piuttosto che sulla produzione di Fer ad alta intensità di manodopera. Per quanto riguarda l'Italia, nuove analisi dell'Enea individuano un potenziale significativo per aumentare la specializzazione dell'export nei settori dell'isolamento, del fotovoltaico solare, delle batterie, dell'illuminazione efficiente e del riscaldamento e raffreddamento efficienti.

3) Gli sforzi di politica estera dell'Italia nei confronti di regioni quali l'America Latina e l'Africa probabilmente cresceranno man mano che la produzione di Fer e le opportunità di business saranno più rilevanti. Attraverso i produttori e le *utilities* di energie rinnovabili, l'Italia potrebbe sostanzialmente diventare un fornitore energetico in molti paesi, in special modo nel mondo in via di sviluppo. In questo modo, l'Italia potrebbe stabilire legami di interdipendenza positiva con nuovi paesi e regioni al di là delle aree di interesse tradizionali d'interesse, espandendo così la sua portata geopolitica e diversificando la propria esposizione alle sfide geopolitiche.

4) Più in generale, le Fer cambieranno la nozione di sicurezza energetica e la politica estera italiana si dovrebbe adattare a tale nuova realtà. Gradualmente, il paradigma energetico estero sarà meno focalizzato sull'acquisto delle e l'accaparramento delle risorse. Si guarderà con meno interesse all'accesso a e al trasporto di combustibili fossili e di più alla flessibilità e all'affidabilità del sistema elettrico. In tale contesto, la rete elettrica, i sistemi di accumulo, le batterie, la gestione dal lato della domanda, i sistemi digitali intelligenti e la cyber-sicurezza diventano tratti distintivi della sicurezza energetica. Tendenze quali la regionalizzazione, la decentralizzazione e

la digitalizzazione guadagneranno un posto centrale, come discusso in dettaglio nella sezione 2.

#### 4.4 Raccomandazioni di politica estera

Una più generale adozione delle Fer potrà migliorare la posizione geo-economica e geopolitica dell'Italia. Per far sì che ciò accada, dovrà prodursi un'unità d'intenti tra una politica economica che consenta all'Italia di esprimere appieno il proprio potenziale Fer, l'impegno del settore privato e degli sforzi di politica estera finalizzati a mantenere e creare un buon clima per gli affari nei paesi partner. Questa sezione contiene una serie di raccomandazioni di politica estera per l'Italia in un contesto di più ampia penetrazione delle Fer a livello interno e in tutto il mondo.

1) Le rinnovabili hanno assunto una funzione chiave nella transizione energetica e l'Italia dovrebbe incoraggiare una loro più generale adozione in tutto il mondo. Ciò richiede un'azione su molteplici livelli (finanziario, regolamentare, politico, ecc.). Avendo l'Italia riconosciuto l'importanza della transizione energetica e della lotta al riscaldamento globale, la loro promozione dovrebbe divenire una priorità in seno ai consessi di alto livello in cui l'Italia è rappresentata (compresi i Consigli europei, i vertici G7, G20 e delle banche multilaterali di sviluppo). Per una diplomazia energetica credibile ed efficace, sarà sempre più necessario rivedere le priorità esistenti a fronte di un contesto in rapido cambiamento. Promuovere una transizione basata sulle rinnovabili insieme ad un utilizzo maggiore di combustibili fossili potrebbe diventare sempre meno sostenibile perché in contrasto con gli impegni dell'Accordo di Parigi. Alle compagnie di combustibili fossili verrà chiesto di mettere in piedi strategie di diversificazione. L'Italia potrebbe altresì utilizzare le rinnovabili come strumento di *soft power* al fine di posizionarsi quale attore geopolitico responsabile che non solo sostiene lo sviluppo sostenibile ma lo rende anche possibile.

2) Al fine di sostenere globalmente le Fer, l'Italia dovrà coerentemente promuoverle nell'ambito della transizione energetica a livello interno. In tal senso, si ritiene che la transizione accelererà man mano che l'Italia implementerà il Pniec e il Green Deal europeo. È indubbiamente rilevante che il Documento di Economia e Finanza per il 2020 del Ministero dell'Economia e delle Finanze identifichi il Green Deal come una delle maggiori priorità per il recupero economico post-Covid<sup>110</sup>.

<sup>110</sup> Il Documento di Economia e Finanza rappresenta il principale strumento di pianificazione economico-finanziaria, in quanto definisce le strategie di finanza pubblica ed economiche nel medio periodo. "Il Governo ritiene strategico incentivare gli investimenti volti a promuovere forme di economia circolare e a favorire la transizione ecologica aumentando la competitività e la resilienza dei sistemi produttivi a shock ambientali e di salute e perseguendo con fermezza politiche di contrasto ai cambiamenti climatici finalizzate a conseguire una maggiore sostenibilità ambientale e sociale. Particolarmente importanti saranno gli investimenti per promuovere un nuovo modello di sviluppo produttivo ed industriale, efficiente sotto il profilo delle risorse e competitivo, orientato alla crescita, all'innovazione e alla creazione di lavoro. Queste innovazioni dovranno essere allineate al Green Deal europeo, che resta la strategia chiave dell'Unione Europea per i prossimi decenni". Vedi Ministero dell'Economia e delle Finanze, *Documento di economia e finanza 2020. I: Programma di*

3) Un passo importante sarà costituito dallo sviluppo di strumenti che consentano all'Italia di valutare e di gestire meglio la decarbonizzazione e l'evoluzione della sicurezza energetica in un sistema con una maggiore diffusione delle rinnovabili. In assenza di informazioni indipendenti e affidabili sui cambiamenti in corso, risulterà difficile costruire sia le politiche sia la fiducia politica necessaria per cambiare le tradizionali priorità di politica estera energetica dell'Italia.

Al fine di monitorare l'evoluzione di tale panorama, compreso il ritmo del declino dei combustibili fossili così come l'ascesa delle rinnovabili e di altre tecnologie pulite, si propone la creazione di un Osservatorio energetico indipendente, che attinga inizialmente da una rete di istituzioni e conoscenze esistenti. Questo fornirebbe informazioni basate su osservazioni empiriche e sarebbe responsabile di determinare visioni imparziali dei trend tecnologici. Tali informazioni sono essenziali per guidare le decisioni diplomatiche e politiche, e potrebbero mettere in risalto incertezze e opportunità per accelerare la diffusione delle Fer. È essenziale far sì che l'Osservatorio sia indipendente dalle pressioni politiche di breve termine e da altri interessi. Dovrebbe pertanto essere formato da esperti indipendenti con esperienza in un'ampia gamma di aree, comprese la climatologia, l'economia, la sicurezza, la politica estera, sanitaria e sociale, l'innovazione tecnologica. Tale nuovo ente dovrebbe arruolare esperti dalle istituzioni pubbliche esistenti, quali l'Enea e l'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale, ma è altresì necessario includere altri punti di vista dai think tank, dalle università, dagli esperti di politica estera, dagli analisti finanziari e dalle organizzazioni della società civile. Tale ente potrebbe raccomandare azioni politiche al governo e al Parlamento basate sull'evoluzione degli obiettivi nazionali ed europei. Valutare i rischi e le opportunità della transizione costituirebbe un passaggio fondamentale per definire la resilienza e identificare l'interesse nazionale, che deve plasmare la posizione geopolitica italiana in un mondo energetico in rapido cambiamento.

4) Senza un dialogo intergovernativo tra i diversi Ministeri, sarà difficile trovare una convergenza e allineare gli sforzi diplomatici tra le diverse aree di competenza (tecnologia, economia, sicurezza, ecc.). Un maggiore coordinamento è necessario per valutare in modo più efficace la velocità della transizione, i suoi rischi e le sue opportunità, l'evoluzione della sicurezza energetica e da ultimo essere meglio informati e allineati nelle aree di governo.

A partire dagli sforzi della Cabina di regia sull'energia istituita in seno alla Direzione generale Mondializzazione del Ministero degli Affari esteri e della Cooperazione internazionale è auspicabile rafforzare ulteriormente il coordinamento e il dialogo interministeriale. Un gruppo di coordinamento per la diplomazia energetica istituzionalizzato comprenderebbe alti funzionari da diversi ministeri (Affari esteri, Sviluppo economico, Economia e Finanze, Infrastrutture, Ambiente e Agricoltura)

*stabilità*, 2020, p. 17, <http://www.mef.gov.it/documenti-pubblicazioni/doc-finanza-pubblica/index.html#cont1>.



e l'ufficio del Presidente del Consiglio. Il lavoro del gruppo di coordinamento per la diplomazia energetica dovrebbe essere supportato analiticamente dall'Osservatorio energetico, il quale potrebbe avere il mandato di esplorare questioni e problemi fondamentali. L'obiettivo è allineare gli sforzi diplomatici in varie aree di competenza, per valutare con più efficacia la velocità, i rischi e le opportunità della transizione, e da ultimo discutere su come delineare una politica estera energetica più strategica e proattiva in linea con gli obiettivi del cambiamento climatico.

5) Un elemento cruciale per la politica estera italiana è quello di valutare e adattare le relazioni con i fornitori di combustibili fossili di oggi, in particolare con la Russia, la Libia, l'Algeria, l'Egitto, l'Arabia Saudita, il Qatar, l'Iraq, l'Iran e l'Azerbaijan. Da un lato, è molto probabile che le ridotte esportazioni di combustibili fossili erodano le entrate e creino instabilità in tali paesi, in special modo quelli con limitati cuscinetti finanziari. Dall'altro, ridotti export eroderanno gradualmente anche l'interdipendenza tra tali paesi e l'Italia. Data la posizione geografica dell'Italia, crisi nei paesi produttori di combustibili fossili della regione Mena potrebbero avere enormi *spillover* in termini di sicurezza per il nostro paese, siano essi di ostilità da parte di attori non statuali, di contrabbando o relativi ai flussi migratori. Il mantenimento di un'interdipendenza commerciale con i paesi limitrofi dell'Italia in un mondo altamente decarbonizzato è sensato, e dovrebbe (anche) partire dalle rinnovabili.

Nuove vie per relazionarsi costruttivamente con tali partner dovranno essere trovate. L'Italia, con il sostegno dell'Ue, dovrebbe favorire la definizione di nuovi modelli di sviluppo economico in tali paesi. Le compagnie italiane potrebbero trovare nuove opportunità di business nella regione – che vanta tra i migliori livelli di irradiazione solare al mondo – diversificando così le relazioni commerciali con loro. Potrebbe fornire altresì sostegno per creare nuovi mercati e catene di distribuzione interne, sostenibili e resilienti. Le Fer possono dare il via a nuove catene del valore diversificate dai combustibili fossili e creare posti di lavoro a livello locale, in special modo per i giovani. La regione Mena in particolar modo vanta un grande potenziale per le energie pulite, che potrebbero essere prodotte a prezzi molto competitivi ed essere utilizzate per migliorare l'accesso interno all'energia e lo sviluppo industriale a livello locale. Inoltre, una parte residuale di tale energia potrebbe potenzialmente diventare una fonte di approvvigionamento anche per l'Italia (a patto che vengano trovati modi affidabili e accessibili per trasportarli).

6) Al tempo stesso, l'attenzione dovrebbe essere rivolta al rafforzamento delle relazioni politiche nei mercati in via di sviluppo per le tecnologie pulite, quali l'America Latina, l'Africa e l'Asia Orientale. Attraverso i suoi produttori di rinnovabili e le sue *utilities*, l'Italia è già un "fornitore energetico" in regioni al di là delle sue immediate vicinanze, e tale ruolo si potrebbe espandere. In tal modo, l'Italia potrebbe forgiare nuovi legami di interdipendenza positiva con paesi al di fuori delle tradizionali aree di interesse, espandendo così il proprio raggio d'azione geopolitico e diversificando la propria esposizione alle sfide geopolitiche. Tale legame economico dovrebbe essere rafforzato da un impegno politico di alto livello. Le ambasciate e gli uffici del commercio italiani dovrebbero facilitare

l'identificazione e l'implementazione di opportunità di business per le aziende italiane nei paesi partner, così come il trasferimento di know-how e di *best practices* regolatorie per l'integrazione delle rinnovabili nel sistema energetico, inclusa l'adozione di contatori intelligenti e soluzioni digitali.

Questo studio sottolinea la necessità di indagare ulteriormente le interrelazioni tra le rinnovabili e la politica estera energetica mediante tre interventi: 1) l'identificazione dei vantaggi comparati non sfruttati dall'Italia nelle tecnologie rinnovabili; 2) una valutazione, ricorrente e aggiornata, di come il concetto e i problemi di sicurezza energetica concretamente cambiano con una più generale penetrazione delle Fer e in presenza di trend quali la decentralizzazione, la regionalizzazione e la digitalizzazione; e 3) l'identificazione e la formulazione di specifiche iniziative diplomatiche in ambito Fer a diverse latitudini nel mondo. Questo lavoro fornisce una valutazione iniziale, che speriamo possa servire come punto di partenza. Ulteriori approfondimenti dovranno essere consolidati attraverso analisi e scenari quantitativi.

aggiornato 1 giugno 2020

## Ringraziamenti

Gli autori di questo studio desiderano ringraziare sinceramente il Ministero degli Affari Esteri e della Cooperazione Internazionale per il generoso finanziamento, ed Enel Green Power per il fondamentale supporto in questo progetto. Desideriamo altresì ringraziare tutti i membri dello *stakeholder group* creato *ad hoc* per discutere i cambiamenti nella geopolitica e nella politica estera italiana nell'era delle energie rinnovabili: Alberto Biancardi; Andrea Biancardi e Matteo di Castelnuovo (SDA Bocconi); Marina Leonardi (Enea); Michele Panella; Valeria Piazza (Ministero degli Affari esteri e della Cooperazione internazionale); Stefano Raimondi (Ministero dello Sviluppo Economico); Giovanni Tagliatela e Fabio Tambone (Arera).

Desideriamo altresì esprimere la nostra gratitudine a Valeria Termini, consigliere scientifico IAI, per la sua revisione e i suoi suggerimenti e Nicolò Sartori, già responsabile di Programma presso lo IAI, che ha inizialmente lanciato il progetto. Infine, grazie a Riccardo Antonucci e Alice Favazza, – tirocinanti presso lo IAI – che hanno supportato gli autori con la raccolta dati e parte del lavoro amministrativo.

Gli approfondimenti offerti dai nostri revisori sono stati preziosi e hanno contribuito alla qualità del lavoro. Gli autori si assumono in ogni caso piena responsabilità per qualsiasi errore e omissione nel testo.

## Riferimenti

Agenzia europea per l'ambiente, *Italy – Air Pollution Country Fact Sheet*, 2019, <https://www.eea.europa.eu/themes/air/country-fact-sheets/2019-country-fact-sheets/italy>

Agenzia internazionale dell'energia (Aie), *SDG7: Data and Projections*, Paris, novembre 2019, <https://www.iea.org/reports/sdg7-data-and-projections/access-to-electricity>

Agenzia internazionale dell'energia (Aie), *World Energy Investment 2019*, maggio 2019, <https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2019>

Tilman Altenburg e Dani Rodrik, "Green Industrial Policy: Accelerating Structural Change towards Wealthy Green Economies", in Tilman Altenburg and Claudia Assmann (a cura di), *Green Industrial Policy: Concept, Policies, Country Experiences*, Geneva/Bonn, UN Environment/German Development Institute, 2017, p. 1-20, <https://www.un-page.org/node/599>

Luca Bergamaschi, "There Is No Green Deal without a Just Transition", in *IAI Commentaries*, n. 20|01 (gennaio 2020), <https://www.iai.it/it/node/11217>

Luca Bergamaschi et al., *EU Foreign Policy in a Changing Climate. A Climate and Energy Strategy for Europe's Long-Term Security*, Berlin etc, E3G, maggio 2016, [https://www.e3g.org/docs/E3G\\_EU\\_foreign\\_policy\\_energy\\_climate.pdf](https://www.e3g.org/docs/E3G_EU_foreign_policy_energy_climate.pdf)

Margherita Bianchi e Nicolò Sartori, "Diplomazia climatica transatlantica, sfide ed opportunità", in *Focus euroatlantico*, n. 13 (gennaio 2020), p. 26-34, <https://www.iai.it/it/node/11208>

Filippo Capizzi et al., "Renewable Energy in Europe 2019. Recent Growth and Knock-on Effects", in *Eionet Reports ETC/CME*, n. 2019/8 (dicembre 2019), <https://www.eionet.europa.eu/etcs/etc-cme/products/etc-cme-reports/renewable-energy-in-europe-2019-recent-growth-and-knock-on-effects>

Climate Action Network Europe, *Off Target. Ranking of EU Countries' Ambition and Progress in Fighting Climate Change*, Brussels, CAN Europe, giugno 2018, <http://www.caneurope.org/publications/reports-and-briefings/1621>

Commissione europea, *Elenco 2017 delle materie prime essenziali per l'UE* (COM/2017/490), 13 settembre 2017, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?uri=CELEX:52017DC0490>

Commissione europea, *Energy Union Factsheet Italy* (SWD/2017/399), 23 novembre 2017, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/It/TXT/?uri=CELEX:52017SC0399>

Commissione europea, *Il Green Deal europeo* (COM/2019/640), 11 dicembre 2019, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?uri=CELEX:52019DC0640>

Wolfgang Cramer et al., "Climate Change and Interconnected Risks to Sustainable Development in the Mediterranean", in *Nature Climate Change*, vol. 8, n. 11 (novembre 2018), p. 972-980

Enea, *Analisi trimestrale del Sistema energetico italiano*, n. 4/2019, <https://www.enea.it/it/seguici/pubblicazioni/pdf-sistema-energetico-italiano/04-bollettino-trimestrale-2019.pdf>

Enea, *Analisi trimestrale del Sistema energetico italiano*, n. 1/2020, <https://www.enea.it/it/seguici/pubblicazioni/pdf-sistema-energetico-italiano/01-analisi-trimestrale-2020.pdf>

Gonzalo Escribano Francés, José María Marín-Quemada e Enrique San Martín González, "FER and Risk: Renewable Energy's Contribution to Energy Security. A Portfolio-Based Approach", in *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 26 (ottobre 2013), p. 549-559

EurObserv'ER, *The State of Renewable Energies in Europe. 2019 ed.*, Paris, 2010, <https://www.eurobserv-er.org/?p=5790>

Barbara A. Finamore, "China's Quest for Global Clean Energy Leadership", in *IAI Papers*, n. 20|05 (gennaio 2020), <https://www.iai.it/it/node/11259>

Sean Fleming, "These 11 EU States Already Meet Their 2020 Renewable Energy Targets", in *World Economic Forum Articles*, 18 febbraio 2019, <https://www.weforum.org/agenda/2019/02/these-11-eu-states-already-meet-their-2020-renewable-energy-targets>

Giovanni Forzieri et al., "Escalating Impacts of Climate Extremes on Critical Infrastructures in Europe", in *Global Environmental Change*, vol. 48 (gennaio 2018), p. 97-107, <https://doi.org/10.1016/j.gloenvcha.2017.11.007>

Jeffrey A. Frankel, "Natural Resource Curse: A Survey", in *NBER Working Papers*, n. 15836 (marzo 2010), <https://www.nber.org/papers/w15836>

Frankfurt School-Unep Centre e Bnef, *Global Trends in Renewable Energy Investment*, Frankfurt am Main, Frankfurt School of Finance & Management, settembre 2019, <https://www.fs-unep-centre.org/global-trends-in-renewable-energy-investment-2019>

Luca Franza, "Is Coronavirus Good for Our Sick Planet?", in *IAI Commentaries*, n. 20|13 (marzo 2020), <https://www.iai.it/it/node/11432>



Joseph Gambogi, "Rare Earths", in US Geological Survey, Mineral Commodity Summaries, gennaio 2020, p. 132-133, <https://doi.org/10.3133/mcs2020>

Intergovernmental Panel on Climate Change (Ippc), "Summary for Policymakers", in Global Warming of 1.5°C, ottobre 2018, <https://www.ipcc.ch/sr15/chapter/spm>

International Renewable Energy Agency (Irena), *Artificial Intelligence and Big Data. Innovation Landscape Brief*, Abu Dhabi, settembre 2019, <https://www.irena.org/publications/2019/Sep/Artificial-Intelligence-and-Big-Data>

Irena, *Global Energy Transformation. A Roadmap to 2050*, Abu Dhabi, aprile 2018, <https://www.irena.org/publications/2018/Apr/Global-Energy-Transition-A-Roadmap-to-2050>

Irena, *Hydrogen: A Renewable Energy Perspective*, Abu Dhabi, settembre 2019, <https://www.irena.org/publications/2019/Sep/Hydrogen-A-renewable-energy-perspective>

Irena, *A New World. The Geopolitics of the Energy Transformation*, Abu Dhabi, gennaio 2019, <https://www.irena.org/publications/2019/Jan/A-New-World-The-Geopolitics-of-the-Energy-Transformation>

Irena, *The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025*, Abu Dhabi, giugno 2016, <https://www.irena.org/publications/2016/Jun/The-Power-to-Change-Solar-and-Wind-Cost-Reduction-Potential-to-2025>

Irena, *Renewable Capacity Statistics 2020*, Abu Dhabi, marzo 2020, <https://www.irena.org/publications/2020/Mar/Renewable-Capacity-Statistics-2020>

Irena, *Renewable Energy in the Water, Energy & Food Nexus*, Abu Dhabi, gennaio 2015, <https://www.irena.org/publications/2015/Jan/Renewable-Energy-in-the-Water-Energy--Food-Nexus>

Irena, *Renewable Energy Market Analysis: GCC 2019*, Abu Dhabi, gennaio 2019, <https://www.irena.org/publications/2019/Jan/Renewable-Energy-Market-Analysis-GCC-2019>

Irena, *Roadmap for a Renewable Energy Future, 2016 ed.*, Abu Dhabi/Bonn, marzo 2016, <https://www.irena.org/publications/2016/Mar/REmap-Roadmap-for-A-Renewable-Energy-Future-2016-Edition>

Irena, Joanneum Research e University of Ljubljana, *Cost-Competitive Renewable Power Generation, Potential across South East Europe*, Abu Dhabi, gennaio 2017, <https://www.irena.org/publications/2017/Jan/Cost-competitive-renewable-power-generation-Potential-across-South-East-Europe>

Sophia Kalantzakos, "The Geopolitics of Critical Materials", in *IAI Papers*, n. 19|27 (dicembre 2019), <https://www.iai.it/it/node/11144>

Alexey Khokhlov e Yury Melnikov, "Market Liberalisation and Decarbonization of the Russian Electricity Industry: Perpetuum Pendulum", in *Oxford Energy Comments*, maggio 2018, <https://www.oxfordenergy.org/?p=31041>

Wilfried Lütkenhorst e Anna Pegels, "Germany's Green Industrial Policy. Stable Policies – Turbulent Markets: The Costs and Benefits of Promoting Solar PV and Wind Energy", in *GSI Research Reports*, gennaio 2014, <https://www.iisd.org/library/stable-policies-turbulent-markets-germanys-green-industrial-policy-costs-and-benefits>

André Månberger e Bengt Johansson, "The Geopolitics of Metals and Metalloids Used for the Renewable Energy Transition", in *Energy Strategy Reviews*, vol. 26 (novembre 2019), Art. 100394, <https://doi.org/10.1016/j.esr.2019.100394>

André Månsson, "A Resource Curse for Renewables? Conflict and Cooperation in the Renewable Energy Sector", in *Energy Research & Social Science*, vol. 10 (novembre 2015), p. 1-9

Axel Michaelowa e Sonja Butzengeiger, "Breakthrough of Hydrogen Technologies until 2030: Chances and Risks for Gulf Countries, International Policy Implications", in *EDA Insights*, settembre 2019, [https://eda.ac.ae/docs/default-source/Publications/eda-insight\\_hydrogen-economy\\_en\\_finala0c50239ddfe6fca8ebaff00006646c8.pdf](https://eda.ac.ae/docs/default-source/Publications/eda-insight_hydrogen-economy_en_finala0c50239ddfe6fca8ebaff00006646c8.pdf)

Ministero dell'Economia e delle Finanze, *Documento di economia e finanza 2020. I: Programma di stabilità*, 2020, <http://www.mef.gov.it/documenti-pubblicazioni/doc-finanza-pubblica/index.html#cont1>

Ministero dello Sviluppo economico et al., *Piano nazionale integrato energia e clima*, dicembre 2019, [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/it\\_final\\_necp\\_main\\_it.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/it_final_necp_main_it.pdf)

Lauri Myllyvirta, "Analysis: Coronavirus Temporarily Reduced China's CO<sub>2</sub> Emissions by a Quarter", in *Carbon Brief*, 19 febbraio 2020, <https://www.carbonbrief.org/analysis-coronavirus-has-temporarily-reduced-chinas-co2-emissions-by-a-quarter>

Meghan O'Sullivan, Indra Overland e David Sandalow, "The Geopolitics of Renewable Energy", in *Center on Global Energy Policy Working Papers*, giugno 2017, <https://energypolicy.columbia.edu/node/2004>

Michele Parad et al., *Global Cleantech Innovation Index 2014. Nurturing Tomorrow's Transformative Entrepreneurs*, Cleantech Group e WWF, giugno 2014, [https://www.cleantech.com/wp-content/uploads/2014/08/Global\\_Cleantech\\_Innov\\_](https://www.cleantech.com/wp-content/uploads/2014/08/Global_Cleantech_Innov_)

Index\_2014.pdf

Anna Pegels, "Germany: The Energy Transition as a Green Industrial Development Agenda", in Tilman Altenburg e Claudia Assmann (a cura di), *Green Industrial Policy: Concept, Policies, Country Experiences*, Geneva/Bonn, UN Environment/German Development Institute, 2017, p. 166-183, <https://www.un-page.org/node/599>

Fridolin Pflugmann e Nicola De Blasio, "Geopolitical and Market Implications of Renewable Hydrogen – New Dependencies in a Low-Carbon World", in *Belfer Center Reports*, marzo 2020, <https://www.belfercenter.org/node/128441>

Jennifer Rankin, "Central European Countries Block EU Moves towards 2050 Zero Carbon Goal", in *The Guardian*, 20 giugno 2019, <https://gu.com/p/byff5>

REN21, *Renewables 2019. Global Status Report*, Paris, giugno 2019, <https://www.ren21.net/gsr-2019>

Tobias Ryberg, "The Second Wave of Smart Meter Rollouts Begin in Italy and Sweden", in *Metering & Smart Energy International*, n. 4/2017 (ottobre 2017), p. 26-27, <https://www.smartenergy.com/?p=54058>

Debra Sandor et al., "System Dynamics of Polysilicon for Solar Photovoltaics: A Framework for Investigating the Energy Security of Renewable Energy Supply Chains", in *Sustainability*, vol. 10, n. 1 (gennaio 2018), Art. 160, <https://doi.org/10.3390/su10010160>

Nicolò Sartori, "Alla ricerca di un nuovo ordine mondiale", in *World Energy*, a. 11, n. 43 (giugno 2019), p. 85-89, [https://www.aboutenergy.com/it\\_IT/sfogliabili/oil\\_43\\_IT/index.html](https://www.aboutenergy.com/it_IT/sfogliabili/oil_43_IT/index.html)

Nicolò Sartori, "The Gulf Cooperation Council's Shift to Gas. Avoiding Another Fossil Fuel Trap", in *IAI Papers*, n. 18|25 (dicembre 2018), <https://www.iai.it/it/node/9847>

Nicolò Sartori e Margherita Bianchi, "Energia nel Mediterraneo e il ruolo del settore privato", in *IAI Papers*, n. 19|21 (novembre 2019), <https://www.iai.it/it/node/10976>

Daniel Scholten e Rick Bosman, "The Geopolitics of Renewable Energy: Exploring Political Implications of Renewable Energy Systems", in *Technological Forecasting and Social Change*, Vol. 103 (febbraio 2016), p. 273-283

Kim B. Shedd, "Cobalt", in US Geological Survey, *Mineral Commodity Summaries*, gennaio 2020, p. 50-51, <https://doi.org/10.3133/mcs2020>

Frédéric Simon, "Germany, Poland Snub EU Appeal for Greater Climate Ambition", in *Euractiv*, 7 maggio 2019, <https://www.euractiv.com/?p=1338282>

Karen Smith Stegen, Patrick Gilmartin e Janetta Carlucci, "Terrorists versus the Sun: Desertec in North Africa as a Case Study for Assessing Risks to Energy Infrastructure", in *Risk Management*, vol. 14, n.1 (febbraio 2012), p. 3-26

Simone Tagliapietra, "Energy in North Africa: Challenges and Opportunities", in *Atlantic Community*, 4 marzo 2019, <https://wp.me/paICRU-GC>

Paola Tamma e Jacopo Barigazzi, "Behind 4 Countries' Resistance to an EU Climate Neutral Goal", in *Politico*, 25 giugno 2019, <https://www.politico.eu/article/whats-behind-the-resistance-of-four-countries-to-an-eu-climate-neutral-goal-of-2050>

M. Cristina Tommasino, Maria Rosa Viridis e Alessandro Zini, "Case Study: Technological Potential and Competitiveness in Electric Mobility Technologies: The Case of Italy", in Georg Zachmann et al., *Assessing the Technology Innovation Implications of NDCs, Technology Portfolio Choices, and International Competitiveness in Clean Technologies*, COP21 Ripples Deliverable 3.3, agosto 2018, <https://www.cop21ripples.eu/resources/deliverable-3-3>

United Nations Environment Programme (Unep), *Emissions Gap Report 2019*, Nairobi, novembre 2019, <https://www.unenvironment.org/node/26776>

Ad van Wijk e Frank Wouters, *Hydrogen, the Bridge Between Africa and Europe*, settembre 2019, <http://profadvanwijk.com/?p=1257>

Georg Zachmann and Robert Kalcik, "Export and Patent Specialization in Low-Carbon Technologies", in Soumitra Dutta, Bruno Lanvin e Sacha Wunsch-Vincent (a cura di), *The Global Innovation Index 2018. Energizing the World with Innovation*, Ithaca/Fontainebleau/Geneva, Cornell University/INSEAD/WIPO, 2018, <https://www.wipo.int/publications/en/details.jsp?id=4330>



### Istituto Affari Internazionali (IAI)

L'Istituto Affari Internazionali (IAI) è un think tank indipendente, privato e non-profit, fondato nel 1965 su iniziativa di Altiero Spinelli. Lo IAI mira a promuovere la conoscenza della politica internazionale e a contribuire all'avanzamento dell'integrazione europea e della cooperazione multilaterale. Si occupa di temi internazionali di rilevanza strategica quali: integrazione europea, sicurezza e difesa, economia internazionale e governance globale, energia e clima, politica estera italiana; e delle dinamiche di cooperazione e conflitto nelle principali aree geopolitiche come Mediterraneo e Medio Oriente, Asia, Eurasia, Africa e Americhe. Lo IAI pubblica una rivista trimestrale in lingua inglese (*The International Spectator*), una online in italiano (*Affarinternazionali*), tre collane di libri (*Global Politics and Security*, *Quaderni IAI* e *IAI Research Studies*) e varie collane di paper legati ai progetti di ricerca (*Documenti IAI*, *IAI Papers*, ecc.).

Via dei Montecatini, 17 - I-00186 Rome, Italy

T +39 06 3224360

[iai@iai.it](mailto:iai@iai.it)

[www.iai.it](http://www.iai.it)

## Ultimi IAI PAPERS

Direttore: Riccardo Alcaro ([r.alcaro@iai.it](mailto:r.alcaro@iai.it))

- 20 | 13it Luca Franza, Margherita Bianchi e Luca Bergamaschi, *Geopolitica e politica estera italiana nell'era delle energie rinnovabili*
- 20 | 13 Luca Franza, Margherita Bianchi and Luca Bergamaschi, *Geopolitics and Italian Foreign Policy in the Age of Renewable Energy*
- 20 | 12 Stefano Silvestri, *Guerre nella globalizzazione: il futuro della sicurezza europea*
- 20 | 11 Maria Grazia Caccamo, *Per ripartire. Alcune considerazioni sul modello di sviluppo e la prospettiva dell'industria della Difesa*
- 20 | 10 Daniel Kurtzer and Maira Seeley, *The Middle East's Evolving Security Landscape: Prospects for Regional Cooperation and US Engagement*
- 20 | 09 Josep Borrell, *Il mondo del dopo-Covid è già qui...*
- 20 | 08 Sabine Fischer, *Dimensions and Trajectories of Russian Foreign Policy*
- 20 | 07 Ehud Eiran, *Structural Shifts and Regional Security: A View from Israel*
- 20 | 06 Daniela Huber, *The New European Commission's Green Deal and Geopolitical Language: A Critique from a Decentring Perspective*
- 20 | 05 Barbara A. Finamore, *China's Quest for Global Clean Energy Leadership*

# ASPENIA ONLINE

## Lo scenario energetico post Covid-19 e le prospettive italiane

By Mario Caligiuri e Gianmarco Gabriele Marchionna On Jul 29, 2020

Un sistema economico globalizzato e strutturalmente interconnesso richiede risposte coordinate per fronteggiare incertezze crescenti. Il Covid-19 continua ad agire come interruttore globale con ricadute molteplici ed esiti imprevedibili. In tale quadro, il settore energetico sembra essere quello maggiormente coinvolto, già investito da differenti fattori, quali il crollo dei prezzi, i conflitti a livello regionale, l'instabilità dei progetti politici, segnando di conseguenza anche lo scenario italiano.

Inoltre, le oscillazioni della classe politica e le alternanze al governo, nonostante gli sforzi nel perseguire le indicazioni ambientali europee per il 2020, non hanno consentito la continuità strategica necessaria. Peraltro, secondo l'ENEA i blocchi e le restrizioni sociali nell'ambito nazionale e lo shock dei prezzi del greggio nel contesto internazionale hanno accentuato le contraddizioni del sistema: i consumi medi sono calati del 20% per energia elettrica (del 30% solo nel Settentrione), 30% per GNL e 43% per gasolio e benzina.

In coerenza con l'Agenda 2030 dell'ONU, le indicazioni dell'agenda europea per la sostenibilità e l'approvvigionamento diversificato delle risorse, l'Italia riesce a garantire stabilità dei prezzi pur registrando dipendenza dalle importazioni. Tuttavia, il Covid-19 ha parimenti incentivato la necessaria transizione energetica, nonostante farraginosi meccanismi amministrativi e limiti strutturali non aiutano il nostro Paese a fronteggiare le difficoltà.

In particolare, la pandemia ha evidenziato che i piani di continuità operativa aziendale e industriale nel settore energetico italiano, eccetto pochi casi, non sono in grado di gestire variabili sconosciute e in rapida evoluzione.

**Il peso sistemico della variabile inattesa**

In primo luogo, le frizioni all'interno dell'OPEC+ (che comprende 23 Paesi produttori, Russia compresa) dopo il vertice di Vienna del 5 marzo 2020 ha indotto ad una spropositata immissione di petrolio sul mercato: con prezzi negativi, carente capacità di stoccaggio e i blocchi imposti alle economie mondiali, ciò ha scatenato una crisi trasversale con implicazioni profonde sul piano finanziario. Al contempo, le misure governative di *lockdown* hanno indotto ad una variazione di potenza assorbita sulla rete nazionale con conseguenze sui consumi delle famiglie e delle imprese.

Tutto ciò ha inevitabilmente prodotto conseguenze nel sistema energetico italiano. Anzitutto si è registrato un forte calo dei consumi (-20% nel secondo trimestre e -10% nell'intero semestre); in secondo luogo, si evidenziano riflessi sulle emissioni di CO<sub>2</sub>. Nonostante negli ultimi anni l'emissione di CO<sub>2</sub> dell'Italia fosse maggiore rispetto ai valori dei principali paesi europei, il *phase out* del carbone ha contribuito sicuramente al calo del 10% di emissioni nel primo trimestre del 2020.

In questo quadro il gas ha avuto un incremento del 9% (coprendo il 36% del mix energetico nazionale) come le rinnovabili, in particolare l'eolico (+14%) e il fotovoltaico (+9%). Le fonti fossili sono rimaste stabili nonostante il forte calo del carbone (-25%), mentre è in arretramento l'idroelettrico (-6%). Le ripercussioni maggiori si hanno sul prezzo dell'elettricità, con evidenti variazioni del PUN (Prezzo Unitario dell'elettricità) e relative ricadute sul PIL (con un calo tra il 7 e il 13% fino al 2021) a seconda dell'andamento della domanda nelle rispettive zone di mercato nazionali. In tale quadro l'impatto del covid-19 ha nuovamente rafforzato il peso del GNL, tanto da riportarlo ad essere la prima fonte di energia primaria a livello nazionale. Infatti, secondo gli indicatori di sicurezza del sistema energetico italiano (dipendenza, diversificazione ed instabilità politica dei fornitori), il GNL si è dimostrato più affidabile in virtù dell'attuale abbondanza di offerta, delle provenienze diversificate (Figura 1), che si riflettono in un più elevato indice della stabilità politica dei Paesi fornitori.

Figura 1. Immissione di gas naturale in Italia per punto di entrata – valori giornalieri massimi, medi e minimi 2010-2018. Fonte: ENEA Analisi trimestrale 01/2020

Al contempo, con l'eccesso di greggio sul mercato e la chiusura di alcuni impianti, il gas subisce forti tagli e riduzioni sulla produzione e sui trasporti (Figura 2).

Figura 2. Driver domanda di energia (IV trimestre 2019). Fonte: ENEA Analisi trimestrale 01/2020

Nonostante la guerra dei prezzi sul petrolio abbia usualmente un effetto negativo sulla transizione energetica, sia in termini di velocità che di portata, lo scenario attuale evidenzia due linee parallele: dove il settore petrolifero e del gas si mostrano in difficoltà per il crollo dei prezzi, le energie rinnovabili dimostrano una grande vitalità grazie ad accordi off-take garanzia sui rendimenti [1], accesso prioritario alla rete e condizioni insolitamente vantaggiose per il fotovoltaico. Su quest'ultima linea si muove anche ENI[2] avrà un ruolo sicuramente rilevante nello scenario post-pandemia.

### **Scenari e opportunità per l'Italia**

In primo luogo, si verificherà un accelerato cambiamento strutturale nei consumi e nell'approvvigionamento del petrolio, inducendo effetti sociali nella difficoltà di accesso ai servizi e rischi per la stabilità finanziaria.

Già impegnate nell'adattamento del proprio business model alla transizione energetica, per le aziende è inoltre evidente l'importanza delle implicazioni per combustibili e tecnologie, con ricaduta sul gas naturale a causa dei legami tra i prezzi del petrolio e del gas che permangono nella maggior parte dei contratti di lungo termine.



A questo si aggiunge la gestione dell'emergenza sanitaria, che richiede un adeguamento dei tipici piani d'emergenza: le industrie diventano quindi bisognose di strategie di mantenimento delle operazioni per i servizi energetici critici e di gestione del rischio[3]: considerare gli sforzi del settore pubblico e i flussi di informazioni nella sicurezza; adattare il comparto energetico "essenziale" alla continua evoluzione; inquadrare le priorità di interesse pubblico per un piano di intervento statale e, al contempo, mantenere il focus delle spese pubbliche sulle misure di soccorso COVID. Utile alla ripartenza in questa direzione può essere approfittare dell'entusiasmo politico per la *clean energy* e delle infrastrutture per attuare riforme normative durature. Data la premessa, il cosiddetto "fattore umano" deve restare centrale con i dovuti adattamenti green, con riferimento alla salute, allo smaltimento di materiali plastici, ecc.

Data la bassa competitività dei settori tradizionali per inadeguate politiche d'innovazione ed economie di scala che migliorano il trade-off tra costi ed efficienza delle energie rinnovabili, le aziende hanno l'opportunità di attivare processi virtuosi a livello economico e comportamentale lavorando sul consumatore per sviluppare consapevolezza e educazione alla sostenibilità.

Coerentemente con la Mission Innovation di COP21 di cui l'Italia è promotrice, ed in linea con gli SDG dell'ONU, è quindi auspicabile il raddoppio dell'assegnazione di risorse pubbliche in ricerca e sviluppo per l'energia pulita. Così facendo, la cooperazione tra pubblico e privato nella creazione di valore, in termini di digitalizzazione e tecnologizzazione soprattutto dei processi organizzativi e industriali verrebbe implementata a vantaggio della transizione energetica. Inoltre, se il problema maggiormente previsto è la vulnerabilità[4] sistemica, la portata intersettoriale delle azioni è la sfida che le industrie si troveranno ad affrontare, lavorando su sicurezza, innovazione e continuità operativa.

In terza istanza, data la sua portata globale è possibile anche considerare, in un approccio ottimale, un'azione condivisa con gli altri Stati dell'UE in quella che è la sfida comune decisiva: definire una nuova Politica Energetica (superando quella relativa all'art. 194 del TFUE), lavorando su diversi fronti, come l'implementazione delle rinnovabili, la diversificazione degli approvvigionamenti e l'adeguamento infrastrutturale. Questo scenario dovrà essere caratterizzato da politiche che incentivino ricerca, innovazione ed efficienza energetica.

### **Tra Stato, Unione Europea e privato**

Lo Stato dovrà essere protagonista di questa nuova stagione. Le azioni di regolamentazione e *governance*, infatti, richiedono uno snellimento dell'iter burocratico, accelerazione dei processi decisionali e l'utilizzo del network diplomatico europeo ed extra-europeo con cooperazione pubblico-privata.

Non bisogna però dimenticare l'industria energetica tradizionale purché la Politica Europea di efficienza energetica sia volta al miglioramento del contesto, in termini di sostenibilità e protezione ambientale, controllo e salvaguardia sul piano terrestre e marittimo, sicurezza interna ed esterna agli impianti industriali. Anche a fronte delle misure per la *climate-neutrality* entro il 2050 adottate dalla Commissione UE dell'8 luglio scorso, le aziende principali del panorama energetico nazionale italiano hanno un solo concetto su cui concentrarsi: la continuità operativa, sia essa intesa in termini di collaborazione tra il Pubblico e il Privato che nella definizione di politiche energetiche nazionali.

In quest'ottica, appoggiarsi ad attori storicamente rilevanti come ENI, EDISON ed ENEL è fondamentale nella diplomazia economica e commerciale, sfruttandone le posizioni strategiche in

termini di partnership internazionali. In questo senso, ENI si afferma ancora una volta come interlocutore preferenziale nella pianificazione di una buona Strategia Energetica Nazionale, data la sua consolidata presenza su territori strategici come la Penisola Arabica e più ampiamente il Medio Oriente.

La necessita di aumentare il potenziale d'acquisto dell'UE come attore unico è sotto gli occhi di tutti. Allo stesso tempo, una buona conoscenza del mercato aiuterebbe ad accrescere la capacità di modellare la strategia energetica nel perseguimento dell'interesse nazionale, ambito in cui l'intelligence ha un ruolo strategico.

In entrambi i casi, la strada da percorrere è obbligata: coordinamento di Enti governativi, regionali e scientifici, per una strategia europea inclusiva di quelle nazionali; coinvolgimento multisettoriale (incluso il sociale) e multilivello (energetico, commerciale, industriale); misure di controllo e monitoraggio per una politica trasparente e onnicomprensiva degli attori in gioco, che preveda revisione, feedback e aggiornamento ogni 2-3 anni, tramite processi partecipativi dell'expertise dei vari governi europei; intensificazione sinergica tra network commerciale e network diplomatico nazionale ed europeo. In breve, il pubblico e il privato devono necessariamente cooperare per non subire conseguenze economiche inevitabilmente negative nel lungo periodo.

---

*Note:*

*[1] Uno dei principali ostacoli agli investimenti nelle energie rinnovabili è che tradizionalmente ci sono stati rendimenti a due cifre sui progetti di petrolio e gas, e a cifre singole per le energie rinnovabili. Prima della pandemia, il prezzo del petrolio si aggirava intorno ai \$ 70 al barile e stava inseguendo progetti a monte che offrivano rendimenti stimati del 15% -20%. Da allora, il petrolio è sceso al di sotto di \$20 e ha persino toccato un terreno negativo per lo stoccaggio ridotto sul mercato a termine. Data tale pressione sul settore, i rendimenti di circa il 9% potrebbero apparire molto più appetibili rispetto a quelli ottenuti alla fine del 2019.*

*Vedi Energy Intelligence, "Renewable Returns Looking More Palatable", EI New Energy, May 7, 2020. [http://www.energyintel.com/pages/eig\\_article.aspx?DocId=1071354&IsSearchResult=true](http://www.energyintel.com/pages/eig_article.aspx?DocId=1071354&IsSearchResult=true)*

*[2] L'Eni in Italia ha ridotto il capex (spesa in conto capitale) di circa il 25% quest'anno con obiettivo del 35% nel 2021. Inizialmente, il capitale investito a basse emissioni di carbonio era di 2,6 miliardi di euro combinati per entrambi gli anni, con fondi suddivisi all'80% all'estero e al 20% in Italia. All'inizio di questo mese, Eni, attraverso la sua filiale locale rinnovabile ArmWind, ha avviato la produzione commerciale presso il parco eolico di Badamsha a terra da 48 MW nel Kazakistan nord-occidentale. Eni ha un obiettivo 2050 di 55 GW di capacità rinnovabile installata e una base clienti al dettaglio superiore a 20 milioni, principalmente nei paesi OCSE. Eni ha anche recentemente costruito parchi fotovoltaici solari in siti industriali in Italia e ha aspirazioni rinnovabili negli Stati Uniti. Energy Intelligence, "Eni Sprints to Front-Runner Status in Green Race", EI New Energy, May 5, 2020. [http://www.energyintel.com/pages/Eig\\_Article.aspx?DocId=1065306](http://www.energyintel.com/pages/Eig_Article.aspx?DocId=1065306).*

*Vedi anche Energy Intelligence, “Eni Creates US Renewable Venture”, EI New Energy, Jan 2, 2020 [http://www.energyintel.com/pages/Eig\\_Article.aspx?DocId=1058437](http://www.energyintel.com/pages/Eig_Article.aspx?DocId=1058437) .*

*[3] D. Hartman, “7 ways to refine the energy sector’s COVID-19 response”, Utility Dive, April 15, 2020. <https://www.utilitydive.com/news/7-ways-to-refine-the-energy-sectors-covid-19-response/576020/>*

*[4] Questo tipo di ambiente è comunemente denominato VUCA environment, cioè volatility, uncertainty, complexity and ambiguity. Si tratta di un contesto dinamico e variabile a causa di fattori non comunemente noti o di cui usualmente non se ne prevede l’impatto.*

# Energia: un Risiko tutto italiano

Venerdì, 7 Agosto, 2020 - 15:30

CoVid-19



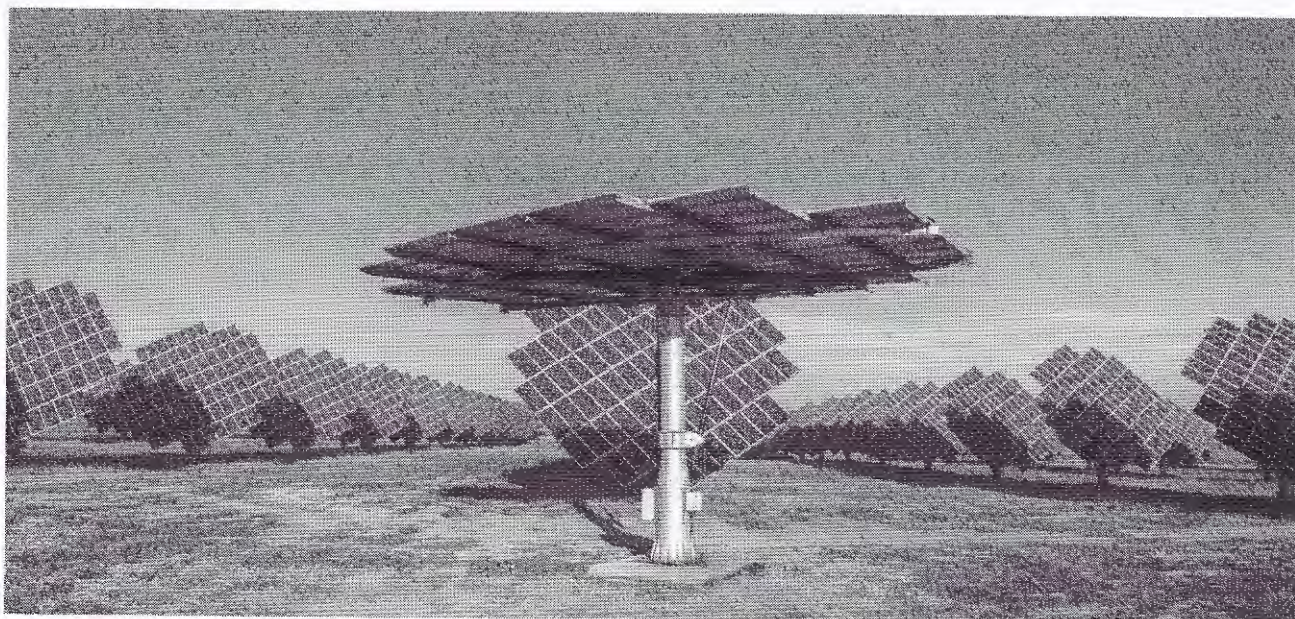
La pandemia ha evidenziato che i **piani di continuità operativa aziendale e industriale nel territorio energetico italiano**, eccetto pochi casi, **non sono stati in grado di gestire le variabili in rapida evoluzione e sconosciute**. Mentre infatti gli occhi di tutti gli attori, privati e pubblici, erano puntati sulle mosse governative, il comparto energetico italiano, già indebolito dal crollo dei prezzi, dai conflitti a livello regionale e dall'instabilità



# I nuovi scenari energetici e i cambiamenti radicali su scala globale

Venerdì, 6 novembre, 2020 - 08:00

Transizione verde



L'Agenzia Internazionale dell'Energia (IEA) e la compagnia petrolifera BP hanno recentemente pubblicato i loro "energy outlook".

Le due pubblicazioni, considerate fra le più autorevoli nel campo dell'energia, prospettano scenari in cui **il contributo delle diverse fonti energetiche verrà radicalmente modificato** con implicazioni economiche, geopolitiche e climatiche.

È importante notare che gli scenari presentati non sono previsioni deterministiche del futuro, ma un ventaglio di possibili evoluzioni, che si realizzeranno a condizione che un certo numero di ipotesi si verifichi. Ad esempio, un incremento della domanda di energia dipenderà dalle ipotesi di crescita demografica ed economica.

## I nuovi scenari energetici

Prima di analizzare scenari futuri, possiamo già notare, come riportato dalla IEA, l'impatto che il Covid ha avuto sui consumi energetici nel 2020. Quest'anno, consumeremo il 5% di energia in meno rispetto al 2019, la domanda di petrolio diminuirà dell'8%, il carbone del 7%, il gas naturale del 3% e **solo le fonti rinnovabili aumenteranno dell'1%**. In conseguenza della riduzione dei consumi di combustibili fossili, la IEA stima che nel 2020 le emissioni dei gas a effetto serra si ridurranno del 7% rispetto all'anno precedente

Per ritrovare riduzioni di tale entità bisogna ritornare alla seconda guerra mondiale.

Guardando al futuro, sia la BP che la IEA prospettano uno scenario "conservatore", rispettivamente "business as usual" e "stated policy scenario", in cui assumono l'implementazione delle politiche energetiche e climatiche <sup>07</sup> già decise a livello

governativo. I due scenari "conservatori", pur avendo evoluzioni virtuose a livello climatico e energetico, **non ci permetteranno di raggiungere gli obiettivi climatici dell'accordo sul clima di Parigi.**

Sia la BP che la IEA presentano quindi anche scenari alternativi in cui politiche climatiche e energetiche più efficaci aumenteranno la velocità della transizione energetica consentendoci di raggiungere la "carbon neutrality" nel 2050.

È però importante sottolineare che anche negli scenari "conservatori", proposti dalle due organizzazioni, **il panorama energetico dei prossimi decenni sarà profondamente modificato rispetto al passato:**

- **le fonti rinnovabili avranno un ruolo sempre più importante.** Nello "stated policy scenario" della IEA, l'80% della domanda aggiuntiva di elettricità verrà fornita nel prossimo decennio da fonti rinnovabili in larga parte solare ed eolico. Il solare viene definito come "il re del nuovo mercato elettrico mondiale";
- **il carbone non raggiungerà più i consumi del 2019,** continuando il trend di declino degli ultimi anni;
- **per il petrolio la BP indica che i 100 milioni di barili di petrolio consumati quotidianamente nel 2019 costituiranno il picco della domanda.** La IEA ha una visione leggermente più ottimista, ma vede in ogni caso un picco di consumo all'orizzonte 2030 seguito da un lento declino;

- **il gas sarà l'unico combustibile fossile ad aumentare** spinto dalla domanda delle economie asiatiche e dalla possibilità di utilizzarlo in impianti con sistemi di stoccaggio sotterraneo della CO<sub>2</sub>. Questa opzione consentirà al gas di continuare a essere utilizzato anche in scenari energetici *carbon neutral*;
- **l'idrogeno avrà un ruolo fondamentale nei settori che non possono essere elettrificati:** il trasporto pesante, marittimo, aereo e industrie come la siderurgia;
- **efficienza energetica, innovazione tecnologica e modifiche delle modalità di lavoro** come ad esempio un uso diffuso di "smartworking" sono componenti importanti di questi scenari.

## Chi guadagnerà e chi perderà nei nuovi scenari

**Il carbone continuerà il suo declino.** Questo combustibile che forniva ai primi del 900 più del 90% dell'energia ha visto progressivamente ridursi sia la sua percentuale nel mix energetico sia la sua importanza strategica.

Dopo la Seconda guerra mondiale, il petrolio ha sostituito il carbone come commodity geostrategica ed è stato il motore dello sviluppo economico arrivando, negli anni Settanta, a coprire la metà dei nostri fabbisogni energetici. Pur mantenendo



negli anni seguenti un ruolo strategico fondamentale, il petrolio ha visto ridursi in percentuale il suo contributo e copre attualmente circa un terzo della domanda di energia.

**Il contributo del petrolio è destinato a ridursi ulteriormente, BP preconizza che il picco del consumo di petrolio sia già avvenuto nel 2019** e che la domanda per questo idrocarburo sia destinata a diminuire.

La Russia, il maggiore fornitore di petrolio, gas e carbone dell'Unione europea vedrà il suo ruolo ridimensionato. I "petrostati" che dipendono in maniera quasi esclusiva dalle esportazioni di petrolio perderanno sia peso strategico sia parte degli introiti legati all'esportazione del greggio. **I produttori di petrolio sono destinati a vedere il loro valore geostrategico ridimensionato**, così come lo furono i produttori di carbone nella seconda parte del secolo scorso.

Per contro, **l'aumento delle fonti rinnovabili e della componente elettrica nel nostro mix energetico porterà alla creazione di "elettro-stati"** che avranno un ruolo geostrategico sempre più importante.

La Cina produce, a livello mondiale, **circa il 70% dei pannelli solari e quasi la metà delle turbine eoliche**. Costruisce inoltre il 70% delle batterie a ioni di litio e controlla gran parte dell'estrazione delle terre rare necessarie nella filiera dell'elettricità. Alcuni autori hanno lanciato grida di allarme, per questa situazione di quasi monopolio, paventando l'instaurarsi di

una dipendenza strategica nei confronti dell'elettrostato cinese.

È inoltre interessante vedere le **reazioni delle compagnie petrolifere ai nuovi scenari energetici**. BP ridurrà la produzione di gas e petrolio del 40% da qui al 2030 e investirà 5 miliardi di dollari all'anno in fonti rinnovabili.

Le maggiori compagnie petrolifere europee – Total, ENI, Shell e Equinor – hanno intrapreso delle politiche di diversificazione delle loro attività nel campo energetico. Il caso più eclatante è quello di DONG (Danish Oil and Gas Company), che ha venduto tutte le sue attività negli idrocarburi, ha cambiando il nome in Ørsted e investe **esclusivamente in fonti rinnovabili**.

Le compagnie petrolifere europee si stanno convertendo da International Oil Company (IOC) a International Energy Company (IEC) offrendo soluzioni energetiche integrate ai loro clienti. Le decisioni delle compagnie europee **non sono però guidate da uno spirito ecologista**, ma dal desiderio di partecipare alla transizione energetica, che rappresenta, come sottolineato dall'Economist, **una delle maggiori opportunità di investimento del prossimo decennio**.

Questa opportunità è stata colta anche da investitori come BlackRock che disinvestirà progressivamente dai combustibili fossili. Anche tale scelta non è dovuta a uno spirito ecologista ma dal desiderio di partecipare in nuovi business con crescite a due cifre piuttosto che rimanere nel mercato del carbone che si ridurrà inesorabilmente nei prossimi anni.

Negli Stati Uniti la situazione è completamente diversa. Le compagnie americane, prima fra tutte ExxonMobil, continuano a investire nel loro *core business* tradizionale: petrolio e gas.

A livello governativo l'abbandono da parte di Donald Trump degli accordi di Parigi e il supporto all'industria del carbone vanno **nella direzione esattamente opposta** a quella dell'Unione europea.

## Conclusioni

I nuovi scenari energetici della IEA e di BP prospettano **un futuro molto diverso dal passato**. Le fonti rinnovabili, l'elettricità e il gas avranno un ruolo sempre più importante. Il petrolio resterà un elemento importante del nostro mix energetico ma vedrà la sua rilevanza diminuita sia in consumi che a livello geostrategico. Così come i produttori di petrolio hanno rimpiazzato i produttori di carbone nella seconda metà del secolo scorso, **i petrostati vedranno parte della loro influenza diminuire** mentre nuovi "elettro-stati" acquisiranno una nuova importanza geostrategica.

Fra gli elettro-stati, **la Cina opererà in una situazione di quasi monopolio** con potenziali vulnerabilità a scala globale per i consumatori.

In tema di energia e clima, **Stati Uniti e dell'Unione europea**

**non sono mai stati così distanti.** Il 4 novembre 2020 gli Stati Uniti hanno ufficialmente abbandonato gli accordi climatici di Parigi e le società petrolifere americane continuano a investire in idrocarburi senza perseguire le politiche di diversificazione energetica dei governi e delle compagnie energetiche europee.

Il tempo dirà da quale lato dell'oceano Atlantico si trovi la strategia vincente.

**Autore:**

Massimo Lombardini

Energy expert

**Source URL (modified on 06/11/2020 - 09:49):** <https://www.ispionline.it/it/pubblicazione/i-nuovi-scenari-energetici-e-i-cambiamenti-radicali-su-scala-globale-28145>



dei progetti politici, ha ricevuto un colpo basso. L'allineamento con l'agenda europea su ambiente e sostenibilità per il 2020 e l'Agenda 2030 dell'ONU non sono stati sufficienti a dare continuità alla strategia energetica italiana, nonostante il COVID-19 abbia incentivato lo sforzo per la necessaria transizione energetica, superando limiti e fratture strutturali che l'ambiguità dei processi amministrativi.

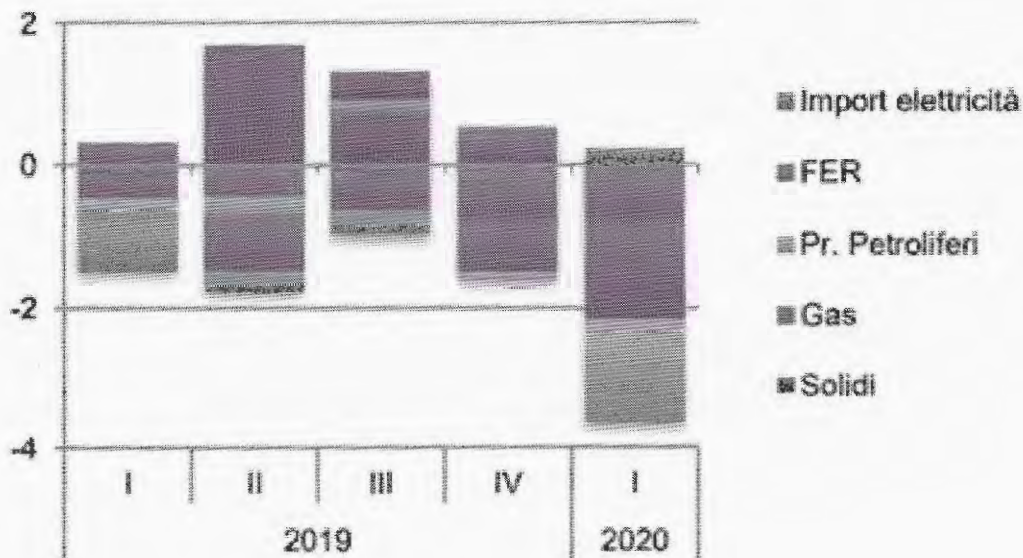
Per ben intendere, l'ultima analisi trimestrale di ENEA evidenzia cali record dei consumi di energia (-22%) e delle emissioni di CO<sub>2</sub> (-26%) nel secondo trimestre 2020 rispetto allo stesso periodo del 2019. Inoltre, il forte calo dei consumi di energia elettrica (-13%) ha accresciuto il 'peso' delle fonti rinnovabili che a maggio hanno soddisfatto più del 50% della domanda di elettricità (il 20% da eolico e solare), raggiungendo un nuovo massimo storico.

## ***Il background* e l'impronta sul piano nazionale**

Il *background* era già incerto in partenza, considerato lo scenario internazionale. Le frizioni interne di OPEC+ dopo il vertice di Vienna del 5 marzo 2020 ha provocato una crisi trasversale con implicazioni profonde sul piano finanziario, frutto di una

combinazione di fattori fortemente dipendenti: grande immissione di petrolio sul mercato, prezzi negativi, carente capacità di stoccaggio e blocchi imposti alle economie mondiali. Al tempo stesso, le misure governative di *lockdown* hanno indotto una variazione di potenza assorbita sulla rete nazionale con conseguenze sui consumi delle famiglie e delle imprese. Segni inevitabili invece sul sistema energetico italiano: il grafico mostra la variazione tendenziale in Mtep del fabbisogno di energia primaria in Italia.

Figura 1. **Fabbisogno di energia primaria in Italia**  
(variazione tendenziale, Mtep)



Fonte: ENEA

Oltre al calo dei consumi del -20% e quello delle emissioni di CO<sub>2</sub> (influenzato dal *phase out* del carbone) del -10% nel primo trimestre del 2020, il GNL ritorna a essere la prima fonte di

energia primaria sul nazionale dimostrandosi - per gli indicatori<sup>lii</sup> di sicurezza del sistema energetico italiano - più affidabile in virtù dell'attuale abbondanza di offerta, delle provenienze diversificate, che si riflettono in un più elevato indice della stabilità politica dei Paesi fornitori.

In sostanza, **le energie rinnovabili dimostrano una grande vitalità** grazie ad accordi *off-take* e garanzia sui rendimenti<sup>liii</sup>, accesso prioritario alla rete e condizioni insolitamente vantaggiose per il fotovoltaico, di fatto proclamando il superamento - andando oltre il piano meramente politico - del settore petrolifero e del gas, in netta difficoltà per il crollo dei prezzi. Su quest'ultima linea si muove anche ENI che avrà un ruolo sicuramente rilevante nello scenario post-pandemia.

## Il ruolo delle imprese

Distratte dall'impegno della transizione energetica con i relativi adeguamenti nei modelli produttivi, **i partecipanti di un *role-game* senza precedenti sono proprio le aziende.** In questo teatro operativo, il petrolio subisce forti cambi strutturali in termini di consumo e approvvigionamento, spianando la strada a problemi di carattere sociale nell'accesso ai servizi e problemi finanziari dati i plurimi rischi per la stabilità sistemica. Al contempo, bisogna affrontare anche le implicazioni per

combustibili e tecnologie, con effetti sul gas naturale a causa dei legami tra i prezzi del petrolio e del gas che permangono nella maggior parte dei contratti di lungo termine.

**Variabile tanto indipendente quanto influente è inoltre la gestione dell'emergenza sanitaria, che richiede un**

**adeguamento dei tipici piani d'emergenza:** le industrie dovranno pianificare nuove strategie di mantenimento delle operazioni per i servizi energetici critici e di gestione del rischio<sup>iiii</sup>, inquadrando le priorità di interesse pubblico per un piano di intervento statale. Al contempo, devono concentrare le spese pubbliche sulle misure di soccorso COVID. Per una mossa prudente e utile in questa parte del tutto ostile del gioco, il cosiddetto "fattore umano" deve restare centrale. Con i dovuti adattamenti *green*, in riferimento alla salute o all'ambiente, tale fattore è determinante per approfittare dell'entusiasmo politico per la *clean energy* e attuare riforme normative mirate e durature.

**Non bisogna dimenticare invece i settori tradizionali. La loro bassa competitività** - indotta da erranee politiche d'innovazione ed economie di scala che affinano il rapporto costo-efficienza delle rinnovabili - crea un'accattivante opportunità di implementare processi economico-comportamentali virtuosi concentrando il focus sui consumatori. Le due parole chiave sono consapevolezza ed educazione, il collante è invece la sostenibilità. Sulla stessa impronta, l'impegno italiano non manca se si pensa alla *Mission Innovation*<sup>397</sup> di COP21 e agli SDG dell'ONU



può facilitare una crescita delle risorse pubbliche da immettere in circuiti di cooperazione pubblico-privato per incrementare la ricerca e lo sviluppo, la digitalizzazione dei processi organizzativi a favore della transizione verso la *clean energy*. **Creare piani d'azione intersettoriali è sicuramente la sfida di ogni manager**, che concentrerà gli sforzi aziendali su sicurezza, innovazione e continuità operativa, con l'obiettivo di ridurre una paurosa vulnerabilità<sup>[iv]</sup> sistemica.

In tal senso, la condivisione di approccio tra gli Stati dell'Unione è assolutamente decisiva per la definizione di una nuova Politica Energetica, consapevoli che gli sforzi maggiori riguardano la diversificazione degli approvvigionamenti, l'adeguamento infrastrutturale e l'implementazione delle rinnovabili.

## Italia, UE e privati

Le azioni di regolamentazione e *governance*, che rendono lo Stato assolutamente protagonista di questa fase di un vero e proprio Risiko, richiedono un lavoro maggiore su tre fronti: **meno burocrazia, rapidità del *decision-making* e network diplomatico** europeo ed extra-europeo, con cooperazione pubblico-privata. Salvaguardando e migliorando il comparto tradizionale in sostenibilità, protezione ambientale e sicurezza degli impianti industriali, **le aziende dovranno concentrarsi**

**sulla continuità operativa**, soprattutto in termini di cooperazione col decisore politico e in coerenza con le misure per la *climate-neutrality* per il 2050 dell'8 luglio scorso.

Eventuali strategie di diplomazia economiche non possono fare a meno, infine, di rivolgersi ad **attori storicamente rilevanti come EDISON ed ENEL**, sfruttandone le posizioni strategiche e le partnership internazionali. Inoltre, la presenza consolidata in Medio Oriente, **confermano ENI come interlocutore preferenziale nella pianificazione di una buona Strategia Energetica Nazionale**. Pur focalizzandoci sulla necessità di aumentare il potenziale d'acquisto dell'UE come attore unico, una buona conoscenza del mercato aiuterebbe ad accrescere la capacità di modellare la strategia energetica nel perseguimento dell'interesse nazionale, ambito in cui l'intelligence ha un ruolo strategico.

Coordinare gli enti statali e scientifici tra più settori (incluso il sociale) e su più livelli (energetico, commerciale, industriale) con misure di monitoraggio onnicomprensive degli attori e dell'expertise dei vari governi europei può solo intensificare sinergicamente il network commerciale con quello diplomatico nazionale ed europeo. **Il pubblico e il privato devono necessariamente cooperare per non subire conseguenze economiche inevitabilmente negative nel lungo periodo.**

<sup>(1)</sup> Dipendenza, diversificazione ed instabilità politica dei fornitori.

<sup>liii</sup> Uno dei principali ostacoli agli investimenti nelle energie rinnovabili è che tradizionalmente ci sono stati rendimenti a due cifre sui progetti di petrolio e gas, e a cifre singole per le energie rinnovabili. Prima della pandemia, il prezzo del petrolio si aggirava intorno ai \$ 70 al barile e stava inseguendo progetti a monte che offrivano rendimenti stimati del 15% -20%. Da allora, il petrolio è sceso al di sotto di \$20 e ha persino toccato un terreno negativo per lo stoccaggio ridotto sul mercato a termine. Data tale pressione sul settore, i rendimenti di circa il 9% potrebbero apparire molto più appetibili rispetto a quelli ottenuti alla fine del 2019.

Vedi Energy Intelligence, "Renewable Returns Looking More Palatable", *El New Energy*, May 7, 2020.

<sup>liiii</sup> D. Hartman, "7 ways to refine the energy sector's COVID-19 response", *Utility Dive*, April 15, 2020. <https://www.utilitydive.com/news/7-ways-to-refine-the-energy-sectors-covid-19-response/576020/>

<sup>liiv</sup> Questo tipo di ambiente è comunemente denominato VUCA environment, cioè volatility, uncertainty, complexity and ambiguity. Si tratta di un contesto dinamico e variabile a causa di fattori non comunemente noti o di cui usualmente non se ne prevede l'impatto.

**Autore:**

Gabriele G. Marchionna

SOCINT e Analitica for Intelligence and Security Studies

