



Italia e dipendenza energetica: diversificare le fonti e investire sulle rinnovabili per un futuro meno vincolato e più decarbonizzato

Studio Accenture-Agici

Workshop 5 maggio 2022


accenture


AGICI
Finanza d'Impresa

Indice

- 01** Executive Summary e premesse allo studio
- 02** Il contesto europeo
- 03** Il contesto italiano
- 04** Scenari di riferimento
- 05** Analisi del mix di interventi possibili
- 06** Punto di vista dei principali player di settore
- 07** Conclusioni

Executive Summary

L'obiettivo dello studio è valutare le modalità attraverso le quali l'Italia può **ridurre la dipendenza dal gas** (in particolare dal gas russo) e quali **leve** / iniziative è possibile mettere in campo per tale scopo.

Partendo dagli obiettivi fissati dalla Commissione Europea nel **piano «RePower EU»**, lo studio analizza due possibili scenari in Italia, valutando le implicazioni derivanti dall'attivazione dei diversi interventi possibili.

Il piano RePower EU è articolato su **tre macro-categorie di interventi**:

1. **Diversificazione delle fonti di approvvigionamento del gas**, effettuata sia in termini geografici (ovvero acquistando gas naturale e liquido da Paesi diversi dalla Russia), sia attraverso un incremento della produzione di gas rinnovabile (biometano ed idrogeno)
2. Incremento della produzione di elettricità da **fonti rinnovabili** (eolico e solare)
3. Riduzione della domanda attraverso interventi di **efficienza energetica**

Tale piano si pone l'obiettivo di ridurre di 2/3 la dipendenza dal gas russo entro la fine del 2022 e di eccedere gli obiettivi del piano «Fit for 55» (che prevede una riduzione delle emissioni del 55% entro il 2030), attraverso un'accelerazione ed un ampliamento di interventi, in modo da garantire la piena indipendenza dal gas russo entro il 2030 e di accelerare allo stesso tempo la transizione energetica.

Partendo da un'analisi della domanda e dell'offerta di gas in Italia e delle principali peculiarità e criticità del settore energetico nel nostro Paese, nel presente studio vengono analizzati due possibili scenari:

- A. Scenario «green acceleration»**: che prevede una forte focalizzazione sulle rinnovabili, sul biometano e sugli interventi di efficienza energetica, utilizzando in modo progressivamente ridotto l'approvvigionamento da gas
- B. Scenario «progressive growth»**: che è basato su un'ipotesi più cautelativa in termini di velocità di crescita su rinnovabili, biometano ed efficienza energetica e richiede conseguentemente un utilizzo maggiore di importazioni di gas, LNG e, nel breve, anche di ricorso alla produzione elettrica a carbone per ridurre la domanda di gas

Gli scenari sopra descritti vengono quindi analizzati per ciascuna delle leve di intervento, guardando la **situazione e le criticità attuali** ed identificando gli **elementi abilitanti a le azioni necessarie** per l'attuazione di ciascun intervento. Per ciascuno scenario, inoltre, viene stimato l'impatto in termini di riduzione della domanda di gas, diversificazione degli approvvigionamenti ed emissioni di CO2.

Lo studio riporta anche il **punto di vista su questo tema dei principali player nazionali di settore**, raccolto attraverso interviste. Tale punto di vista è articolato in termini di:

- Piani e priorità per lo sviluppo degli interventi necessari a ridurre la dipendenza dal gas
- Impatto sulle aziende e sui clienti ed azioni previste



Premessa

Contesto e situazione attuale

Il settore dell'energia ha visto negli ultimi mesi un **forte aumento dei prezzi dell'elettricità e del gas** a causa della ripresa economica e dell'incremento della domanda successivi al **Covid**. Tale incremento è stato ulteriormente aggravato dal **conflitto in Ucraina** che ha determinato un'elevata incertezza nell'approvvigionamento del gas

Questa crisi energetica ha investito tutta l'**Europa** ed in particolar modo l'**Italia**, a causa della forte dipendenza del nostro Paese dalle importazioni di gas (> 90%). Si è quindi posta con estrema urgenza la necessità di trovare delle **alternative al gas russo**

Attività in corso e piani di sviluppo

Per delineare una soluzione all'attuale crisi energetica, l'Unione Europea ha predisposto un piano di iniziative (denominato «**RePower EU**») che ha l'obiettivo di **ridurre rapidamente la dipendenza dell'Europa dal gas russo** e di **accelerare la transizione energetica**

Anche in **Italia** il Governo, per iniziativa del **MITE** e con il supporto di altri Ministeri ha pianificato ed iniziato a sviluppare una serie di interventi finalizzati a ridurre la dipendenza dal gas, attraverso la **diversificazione degli approvvigionamenti di gas, l'accelerazione sulle rinnovabili ed un maggior focus sull'efficienza energetica**.

Diverse **iniziative e dichiarazioni** si stanno inoltre succedendo in queste settimane da parte di tutti i principali stakeholder di settore, al fine di suggerire azioni ed iniziative che possano facilitare il raggiungimento dell'obiettivo di riduzione della dipendenza dal gas

Razionali del presente studio

Il presente studio, partendo dai **piani già delineati a livello Europeo e nazionale**, analizza due possibili **scenari**, caratterizzati da un set analogo di iniziative, ma con un **diverso mix / velocità di intervento**. Per ciascuna delle iniziative proposte vengono analizzate la situazione e le criticità attuali e si suggeriscono le **azioni necessarie** e gli **elementi abilitanti** per l'attuazione di ciascun intervento.

Tale approccio ha l'obiettivo di contribuire ad una riflessione sulle priorità di intervento e di stimolare il dibattito tra i principali stakeholder del settore energetico in Italia.



Il contesto europeo

Il contesto europeo

Domanda e offerta di gas

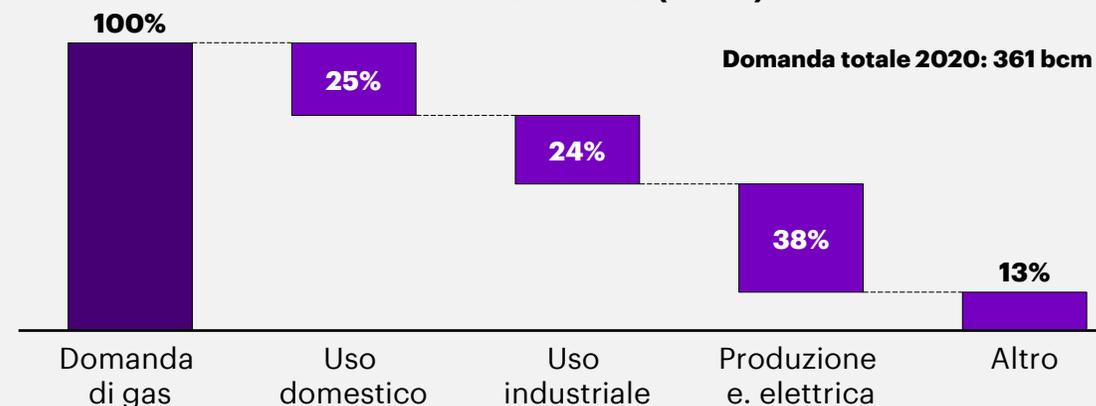
Domanda di gas

- Nel **2020** il **consumo** di **gas** in Europa è stato pari a **361 bcm**, è **diminuito** quindi del **3%**, rispetto ai **406 bcm** del 2019
- La **previsione** della **domanda** di gas rispetto al pacchetto **Fit for 55** prevede una **riduzione** dei consumi del **39%** entro il **2030**
- La **diminuzione della domanda** complessiva di **gas** deriva da un **incremento** nella produzione di **energia solare** ed **eolica**
- La **produzione di energia elettrica** rappresenta la **maggior** parte della **domanda** di **gas** dell'UE (quasi il 40%), seguito dall'uso domestico e industriale

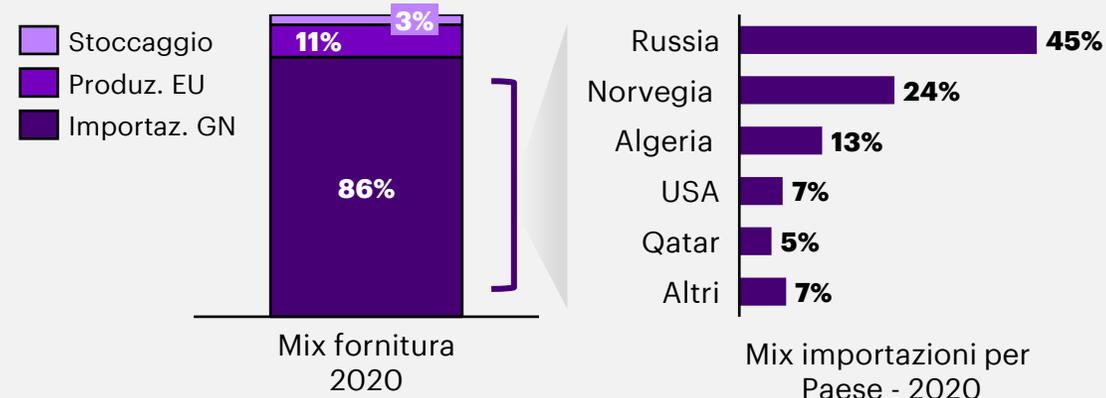
Offerta di gas

- L'UE risulta fortemente **dipendente** dalle **importazioni** (circa l' **86%**) per soddisfare il suo fabbisogno di gas e la **Russia** fornisce circa il **45%** del **consumo totale di gas** dell'UE
- Il mercato europeo si trova già in una situazione in cui le **forniture di gasdotti non russi** sono al massimo della **capacità**
- La **produzione interna di gas** è diminuita di circa il **40%** tra il **2017** ed il **2020 a causa** della chiusura di alcuni giacimenti di gas: passando da **77,5 bcm** a dicembre 2017 a **47,9 bcm** a dicembre 2020
- In Europa nel suo complesso, vi è la **capacità** di mantenere circa **100** miliardi di metri cubi di **scorte di stoccaggio**, 1/5 della domanda annuale

Domanda Gas in EU (2020)



Offerta Gas in EU (2020)



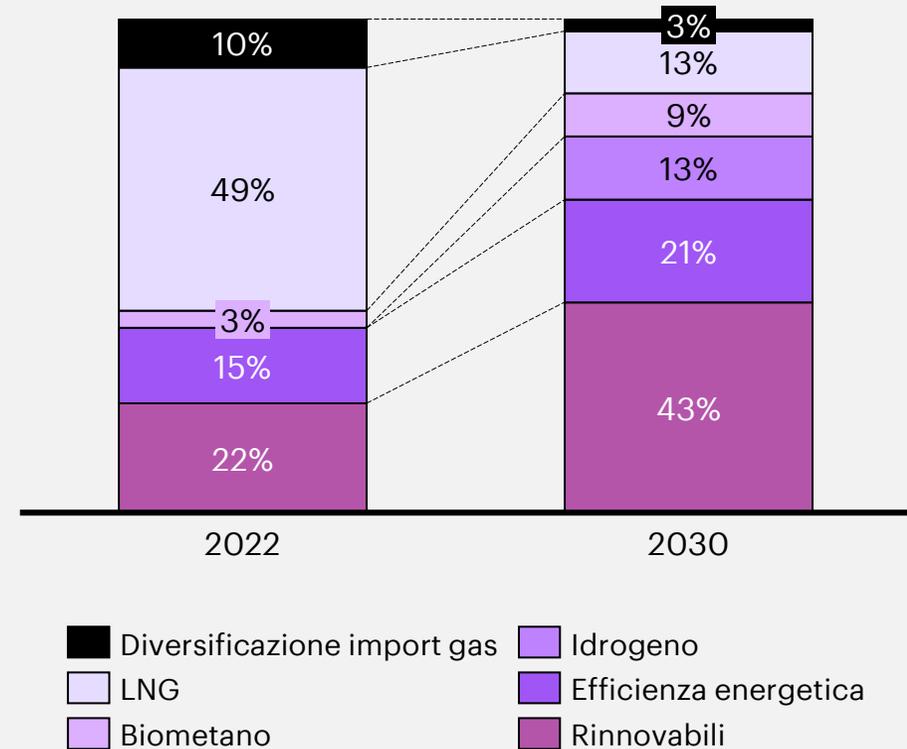
Il contesto europeo

Il piano REPower EU

Highlights

- Il **piano REPower EU** è il piano dell'Unione Europea per affrontare la **crisi energetica** e per **ridurre** la **dipendenza** dell'Europa dal **gas** proveniente dalla **Russia**
- Il piano RePower è un'accelerazione sui **target climatici** ed **energetici** rispetto al pacchetto **Fit for 55** e mira a **ridurre** di **2/3** il **consumo di gas naturale** entro la fine del **2022** (equivalente a ridurre di circa 100 bcm) e di rendere l'Europa **indipendente** dai combustibili fossili russi accelerando la **transizione energetica** entro il **2030** (riduzione di 380-415 bcm)
- Il piano è strutturato su **tre** principali **linee di intervento**:
 - 1. Diversificazione** delle **fonti di approvvigionamento**, incentivando la **produzione** e **l'importazione** di **biometano** e **idrogeno rinnovabile** e **aumentando** le **importazioni** di **gas naturale liquido** (GNL) e **gas** da Paesi diversi dalla Russia
 - 2. Incremento** della produzione di **elettricità** da **fonti rinnovabili** (eolico, solare) e velocizzare le **procedure** di **pianificazione** e **autorizzazione** degli impianti
 - 3. Riduzione** della **domanda** di gas attraverso interventi e misure di **efficientamento** e **risparmio energetico** (e.g. abbassare il termostato nelle abitazioni di 1 °C, raddoppiare il tasso di installazione delle pompe di calore)

Contributo % di ciascuna leva del piano REPower EU alla riduzione della dipendenza da gas russo
(% bcm su totale, 2022 vs 2030)



Il contesto italiano

Il contesto in Italia

Domanda e offerta di gas

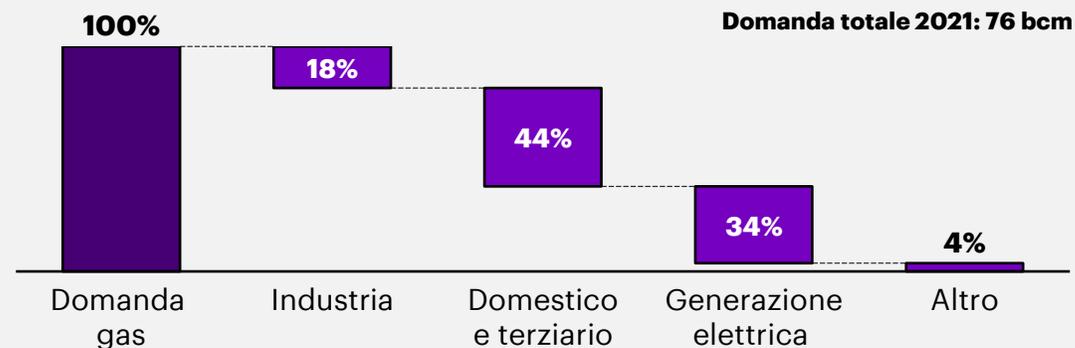
Domanda di gas

- La **domanda di gas** in Italia si è attestata su una media di circa **73 bcm** negli ultimi 5 anni, con un **picco** raggiunto lo scorso anno (2021), pari a circa **76 bcm**
- Le **previsioni di domanda di gas** per i prossimi anni collegate al **PNIEC** prevedono un **valore** di circa **72 bcm** al **2025** e circa **62 bcm** al **2030**
- Tale riduzione è guidata dalla riduzione della **produzione termoelettrica** e da una **riduzione della domanda** derivante da **efficienza energetica**

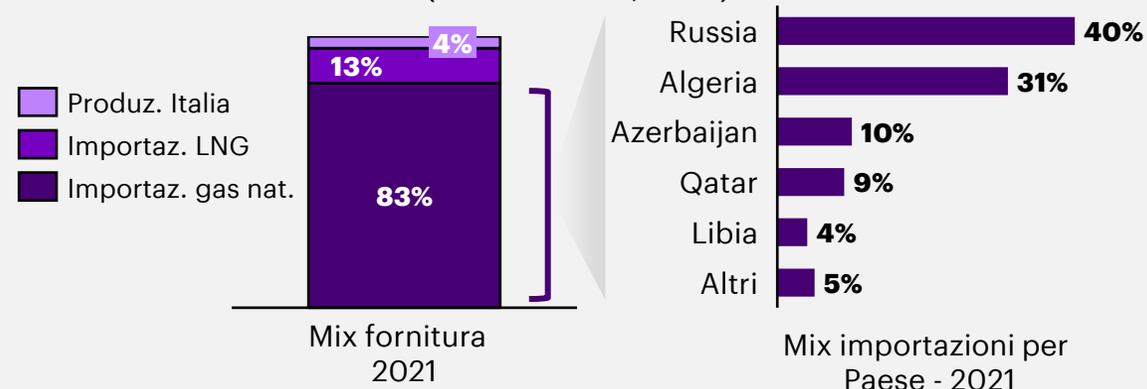
Offerta di gas

- L'offerta di gas ha visto un progressivo **incremento delle importazioni** negli ultimi 20 anni, passate da circa l'**80%** nel **2002** ad oltre il **95%** nel **2021** avendo **ridotto** negli anni la **produzione interna** del **71%**: da **983 bcm** segnalati a dicembre del **2005** a **287 bcm** di dicembre 2021
- La **riduzione della produzione interna** è dovuta ad un **mix di cause**:
 - Scarsa convenienza economica** dell'estrazione rispetto ai prezzi storici del gas importato
 - Vincoli / scelte di tipo tecnologico**
- La **Russia** è il primo fornitore di gas verso l'Italia, rappresentando in media circa il **40%** delle importazioni negli ultimi 5 anni (tra gas naturale ed LNG), seguita dall'**Algeria** (31%) e dal **Qatar** (9%)

Consumi di gas in Italia per settore
(% bcm su tot, 2021)



Offerta Gas in Italia
(% bcm su tot, 2021)



Il contesto in Italia

Le infrastrutture per la fornitura di gas

Il gas importato in Italia viene fornito attraverso **tre tipologie** di infrastrutture:

Gasdotti

I **gasdotti**, che forniscono circa **l'83%** dell'offerta di gas:

- **TAG**, per il gas proveniente dalla Russia attraverso l'Ucraina
- **Transitgas**, per il gas proveniente dal mercato nordeuropeo
- **TMPC** (Transmed), per l'importazione del gas algerino
- **Greenstream** che importa il gas prodotto in Libia
- **TAP** che trasporta tramite la Turchia il gas proveniente dall'Azerbaijan

Rigassificatori

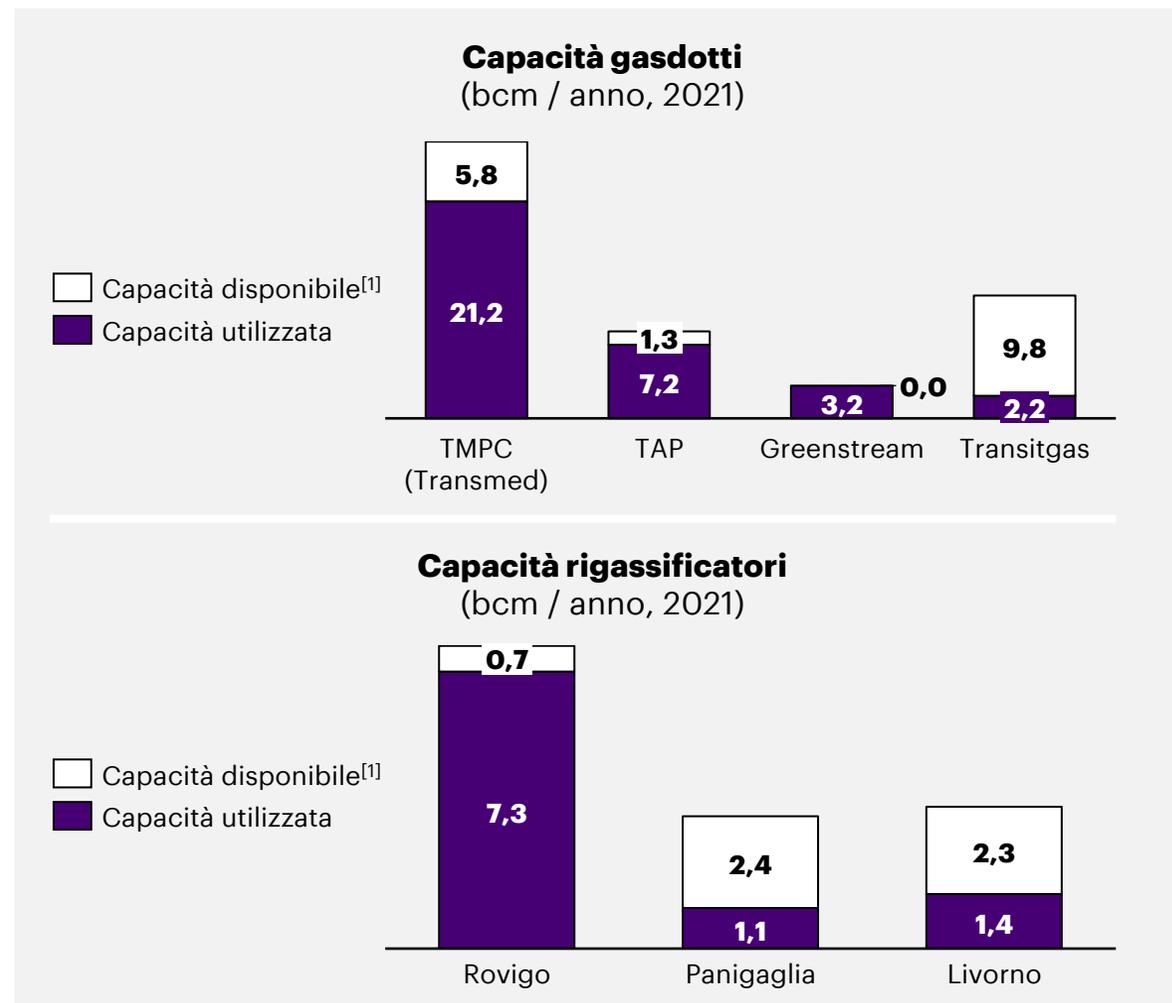
I **terminali rigassificatori** di LNG, che forniscono circa il **13%** dell'offerta di gas:

- Terminale di rigassificazione di **Panigaglia onshore**
- Il rigassificatore offshore installato al largo di **Rovigo**
- Il terminale galleggiante di rigassificazione OLT ubicato al **largo di Livorno**

Infrastrutture di stoccaggio

Le **infrastrutture di stoccaggio** servono ad assicurare il bilanciamento delle forniture:

- I giacimenti di stoccaggio di gas naturale, assicurano il **bilanciamento** tra i **consumi invernali** ed **estivi**, per circa **18 bmc**, di cui:
 - Circa **6 bmc** destinati allo stoccaggio **strategico**, di proprietà delle imprese di stoccaggio, ed utilizzabili solo in caso di emergenza
 - Circa **12 bmc** destinati allo stoccaggio **“commerciale”** di gas di proprietà dei traders



Il contesto in Italia

Piani e attività del Governo per far fronte alla Crisi Energetica

Piano MITE

Per fronteggiare la crisi energetica il Governo ha avviato una serie di attività:

- Definizione **piano** per la **diversificazione** degli **approvvigionamenti dal gas russo**. Tale piano prevede diverse linee di intervento:
 - Diversificazione geografica delle importazioni attraverso l'incremento del gas da **gasdotti TMPC e TAP** e raddoppio della capacità TAP
 - Incremento del livello di utilizzo rigassificatori esistenti e investimento in due nuovi **rigassificatori** per poter acquisire quantità più elevate di **LNG**
 - Incremento della produzione del **biometano**
 - Incremento della produzione di elettricità da **solare ed eolico**
 - Incremento della produzione nazionale gas
 - Utilizzo temporaneo di **carbone ed olio** per produzione elettrica
- Avvio "**Campagna del gas**" in **Africa** per la definizione di **accordi di fornitura** con Algeria, Congo, Angola e Mozambico e sviluppo di **progetti congiunti** a favore della transizione energetica. Tali accordi dovrebbero rendere disponibili all'Italia 4,5 bmc di LNG dal 2023
- Approvazione **decreto legge energia** che contiene:
 - **Semplificazioni per l'installazione di impianti rinnovabili**, anche in aree agricole e di proprietà pubblica
 - Definizione di un meccanismo che vede **GSE come il punto d'incontro fra domanda e offerta** di contratti di compravendita a **lungo termine** di elettricità da rinnovabili

Piano MITE per diversificazione gas russo

- Diversificazione importazioni da gasdotti (bmc)
- Aumento LNG e capacità rigassificazione (bmc)
- Incremento produzione biometano (bmc)
- Incremento produzione solare ed eolico (bmc gas evitati)
- Incremento produzione nazionale gas (bmc)
- Incremento produzione elettrica a carbone e olio (bmc equivalenti gas)

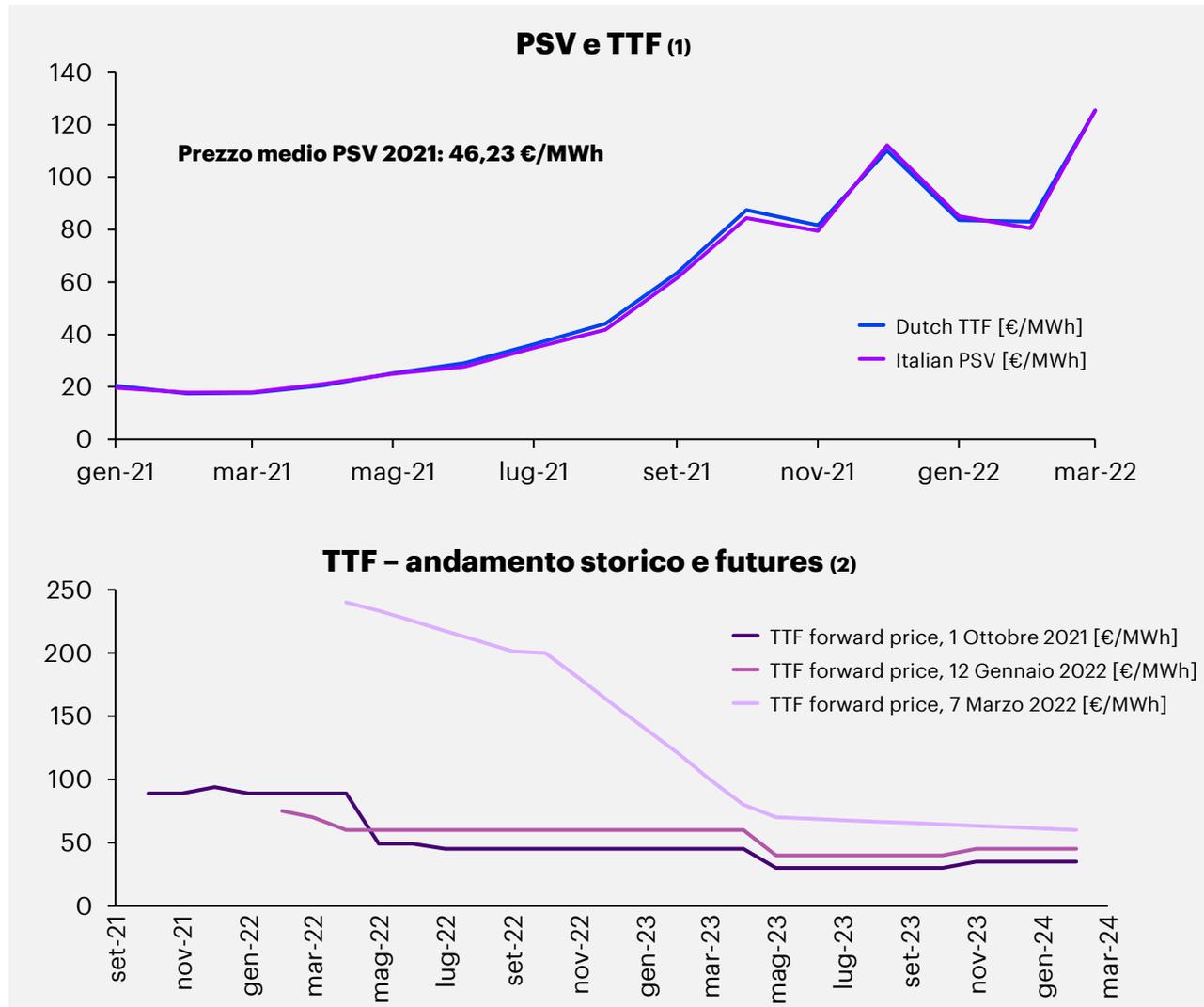


Il contesto in Italia

Andamento dei prezzi e implicazioni per il mercato italiano

Highlights

- A partire dal 2009, in piena crisi economica e con un'offerta di gas superiore alla domanda, i **mercati spot** hanno subito un forte sviluppo, registrando prezzi più favorevoli rispetto ai più stabili e tradizionali contratti a lungo termine.
- **L'aumento del prezzo del gas** è iniziato nell'estate del **2021**, in seguito a:
 - **Ripresa dell'economia** e quindi dei consumi dopo la pandemia del COVID-19
 - **Incremento del prezzo dell'LNG** a causa dell'effetto combinato di elevata crescita della domanda al di fuori dell'Europa (Asia) e di riduzione dell'offerta (circa -10 bcm) a causa di problemi tecnici di natura diversa (es. Nigeria, Qatar, Norvegia)
- In termini **previsionali** le attuali quotazioni dei prodotti forward del gas (Marzo 2022) pari a circa **250 €/MWh** scenderanno attorno a circa **100 €/MWh** per metà **2023** e a circa **60/70 €/MWh** ad inizio **2024**. Tuttavia esiste forte incertezza su tali previsioni: nel DEF del 6 aprile il Governo ipotizza che il prezzo del gas all'ingrosso si mantenga intorno a 200 €/MWh fino a inizio 2023, per poi mantenersi su valori pari a *circa il doppio degli attuali livelli dei futures sulle scadenze corrispondenti*
- Tale situazione ha significative implicazioni sul mercato italiano:
 - L'elevato prezzo attuale del gas determina **scarsa motivazione al riempimento degli stoccaggi nazionali**, misura necessaria per ridurre rischi di fornitura per la prossima stagione. Il Governo sta quindi valutando misure per l'incentivazione dell'iniezione gas in stoccaggio
 - L'incertezza sul prezzo rende più difficile la ricontrattualizzazione dei clienti finali con **contratti a prezzo fisso**, portando le utilities a limitare questa tipologia di offerta e/o a proporre prezzi fissi superiori a quelli precedentemente contrattualizzati dai clienti (seppure inferiori agli attuali prezzi spot vista l'attesa riduzione del prezzo wholesale), con un potenziale impatto per i consumatori



Scenari di riferimento

Ai fini del presente studio sono stati considerati due scenari alternativi, che tengono conto delle indicazioni fornite sia a livello Europeo dal **piano Repower EU** sia dal **Ministro della Transizione Ecologica** (Cingolani) nei suoi interventi recenti (marzo 2022) al Senato ed alla Camera dei Deputati^[1]

Entrambi gli scenari – con orizzonte temporale al 2030 – sono stati costruiti simulando un mix di interventi che consentano di ridurre la dipendenza dal gas e di raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione, agendo su 4 leve principali:

1 Accelerazione sull'installazione di rinnovabili

2 Incremento della produzione di biometano

3 Aumento dell'efficienza energetica

4 Flessibilità fonti di approvvigionamento gas

Gli scenari forniscono in sintesi una stima della riduzione attesa di volume di gas al 2030 grazie agli interventi ipotizzati e – in conseguenza – dell'impatto positivo in termini di minore CO₂. Le analisi di ogni singola leva includono inoltre considerazioni quali/quantitative che hanno l'obiettivo di fornire – senza pretesa di esaustività – raccomandazioni sulle azioni da intraprendere per rendere lo scenario «actionable»

Nelle pagine seguenti vengono illustrati, per ciascuno dei due scenari analizzati:

- il **mix di interventi ipotizzati**, con un'analisi del contesto e della situazione attuale relativa a ciascun intervento
- I **vincoli e gli elementi abilitanti** di natura tecnologica, regolamentare e di mercato necessari per l'adozione degli interventi
- I risultati relativi a ciascuno scenario vengono quindi presentati in termini di **tre KPI sintetici**:
 - **Riduzione della domanda di gas** (volumi di gas evitato)
 - **Diversificazione delle fonti** di approvvigionamento gas (non russo)
 - **Riduzione cumulativa CO2**
- Nella tabella seguente è illustrata la mappatura tra le diverse tipologie di intervento possibili ed i **KPI sintetici** relativi a ciascuno degli scenari analizzati:

	Riduzione della domanda di gas	Diversificazione approvvigionamento gas	Riduzione CO2
Accelerazione sull'installazione di rinnovabili	◇		◇
Incremento della produzione di biometano		◇	◇
Aumento dell'efficienza energetica	◇		◇
Flessibilità fonti di approvvigionamento gas		◇	

Scenari di riferimento

Definizione scenari

Scenario Progressive Growth

Basato sulla riduzione della dipendenza dal gas attraverso un moderato tasso di crescita delle leve individuate che consentono una **riduzione della domanda di gas naturale**. In particolare lo sviluppo delle **rinnovabili** procede con un'accelerazione progressiva (da 2 a 15 Gw/anno nel periodo 2022-2030), il target di produzione del **biometano** è contenuto (3 bmc) e il tasso di **riqualificazione profonda** degli **edifici** si riassetta su valori moderati (fino all'**1%**), dopo un boost per il periodo 2021-2024. Tale approccio consente il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione al 2030.

Scenario Green Acceleration

Basato sull'utilizzo di leve analoghe a quelle dello scenario «Progressive Growth» ma con un tasso di crescita più aggressivo, ovvero attraverso forte **accelerazione sulle rinnovabili** nei prossimi 3 anni (20 Gw/anno), target aggressivi di **produzione di biometano** (8 bmc al 2030) e mantenimento di un elevato **tasso di riqualificazione energetica profonda** degli **edifici** (fino a **1,5%** di tasso annuo). Tale approccio consente il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione in anticipo rispetto al 2030 e la domanda residua di gas si riduce progressivamente negli anni

Scenario "Progressive Growth"

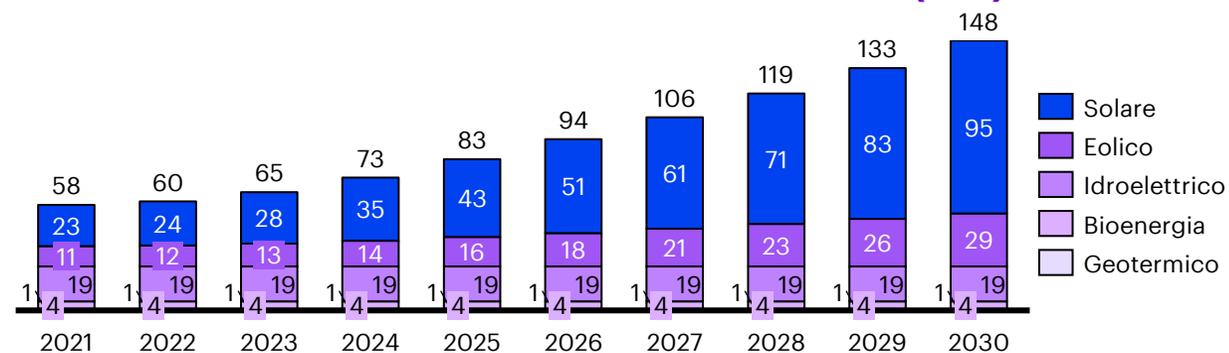
Ipotesi di base

Tale scenario è caratterizzato da una spinta sulle rinnovabili più graduale e progressiva, arrivando ad installare **15 GW/anno tra fotovoltaico ed eolico al 2030**. Questo consente di raggiungere il target di decarbonizzazione previsto per il 2030 (-55% di emissioni di CO₂, grazie ad una capacità produttiva di 114 GW di rinnovabili) nel 2028 e di raggiungere una produzione di rinnovabili in grado di soddisfare circa il 70% della domanda di elettricità al 2030. La progressione sulle **rinnovabili**, insieme alle altre leve, consente inoltre il raggiungimento dell' **indipendenza dal gas russo nel 2024**, ma richiede un maggior utilizzo nel breve di produzione **termoelettrica a carbone** e di diversificazione delle importazioni (sia tramite **gasdotti**, sia tramite **LNG**). Anche in questo scenario il ricorso a nuove infrastrutture di rigassificazione e l'ampliamento della capacità dei gasdotti esistenti non sono strettamente necessari

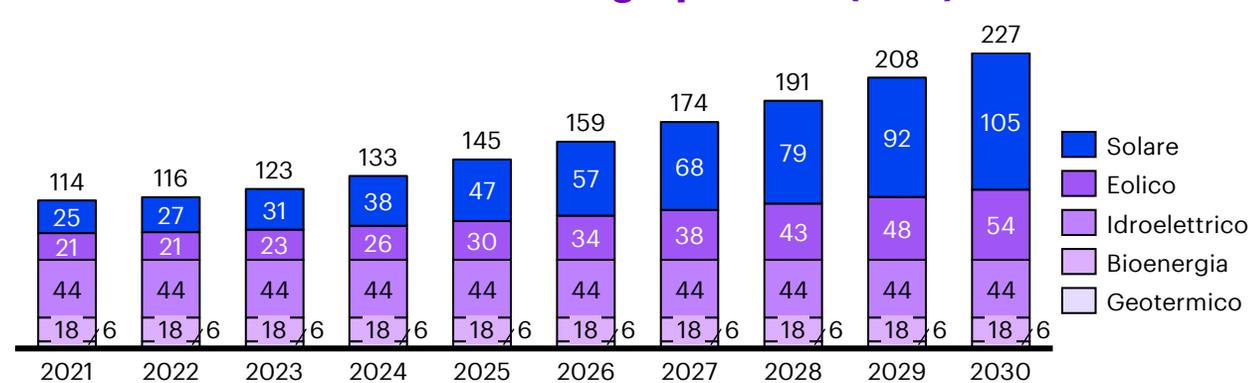
Principali ipotesi scenario

- Target di riferimento: raggiungere **114 GW di rinnovabili**, corrispondenti a circa il **60% della domanda di elettricità**, come previsto dal nuovo PNIEC (+58 GW)
- **Crescita graduale della potenza rinnovabile** (fotovoltaico ed eolico) installata all'anno fino al valore di **15 GW al 2030**;
- Potenza installata delle altre **fonti rinnovabili** (idroelettrico, bioenergia e geotermico) stabile
- Tasso annuo di **riqualificazione** degli edifici attraverso interventi di **efficienza energetica** più moderato dopo il periodo 2021-2024
- Incremento graduale della produzione di **biometano** con obiettivo di raggiungere **2,5 bcm al 2030**
- Contributo marginale dell'**Idrogeno** come fonte di diversificazione del gas, rilevante invece come **vettore energetico**
- Diversificazione delle fonti di approvvigionamento gas basata sui piani annunciati dal MITE in termini di:
 - **Diversificazione geografica** delle importazioni su gasdotti;
 - incremento acquisizione **LNG** e capacità rigassificatori;
 - Incremento della **produzione nazionale** di gas;
 - Produzione di energia elettrica da **carbone ed olio**

Rinnovabili-Potenza installata cumulata (GW)



Rinnovabili-Energia prodotta (TWh)



Scenario "Progressive Growth"

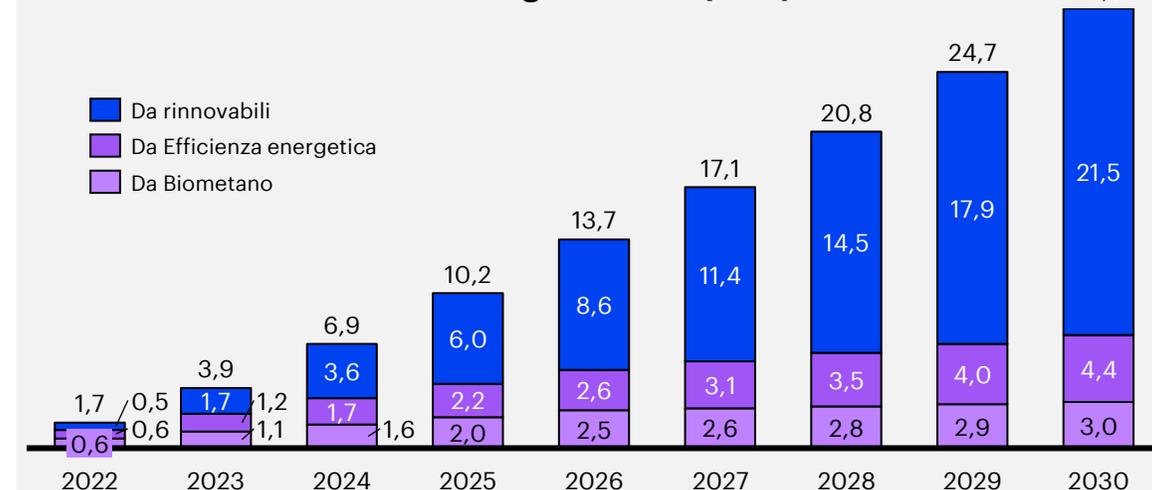
Risultati (1/2)

Risultati Scenario

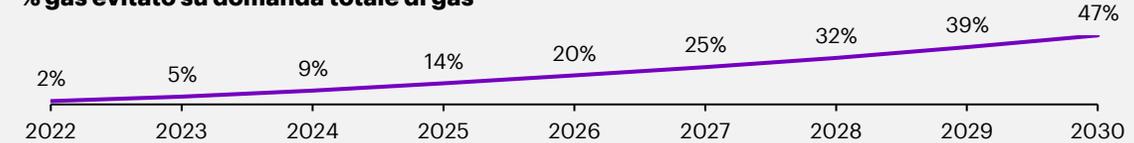
Lo Scenario è caratterizzato da:

- Una crescita graduale sulle rinnovabili nel periodo 2022-30: da **2 GW** nel **2022** a **15 GW** nel **2030**. Ciò consente all'Italia di raggiungere il target di decarbonizzazione 2030 (-55% di emissioni di CO2, grazie ad una potenza di **114 GW** di rinnovabili) nel 2028 e di raggiungere una produzione di rinnovabili in grado di soddisfare circa il 70% della domanda di elettricità al 2030
- Un obiettivo **di incremento della produzione di biometano**, in linea con le previsioni del MITE (2,5 bcm attraverso un mix tra produzione da scarti agricoli e produzione da rifiuti organici)
- Un ridotto tasso **di crescita degli interventi di efficienza energetica**, basato sull'ipotesi di riduzione degli incentivi esistenti allo stato attuale
- Il piano sopra descritto consente il raggiungimento dell'**indipendenza dal gas russo nel 2024**, ma richiede nel breve un maggior ricorso (rispetto allo scenario "Green Acceleration") alla **produzione termoelettrica a carbone ed olio**
- Gli interventi sopra descritti riducono la **domanda residua di gas**, che viene soddisfatta attraverso un mix di soluzioni descritte nella slide successiva

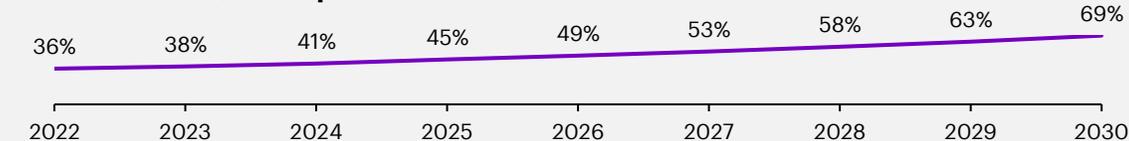
Volumi di gas evitato (bcm)



% gas evitato su domanda totale di gas



% domanda elettricità coperta da fonti rinnovabili

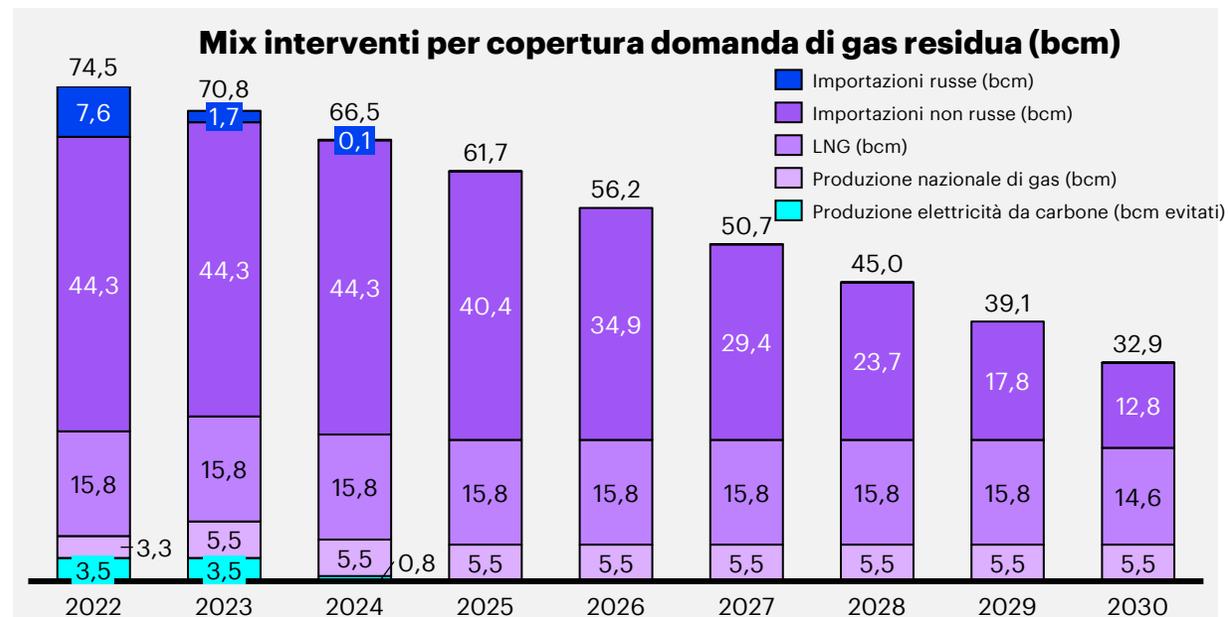
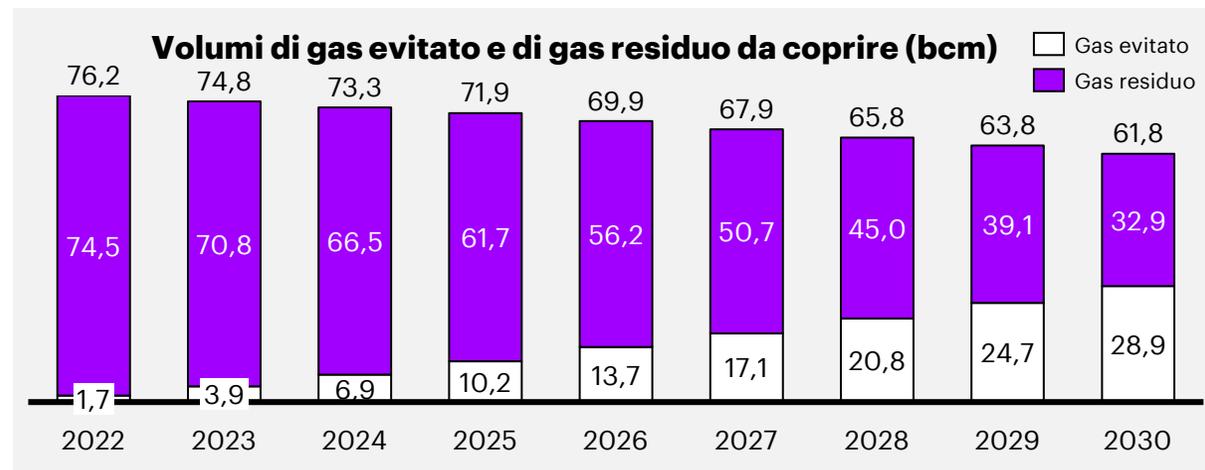


Scenario "Progressive Growth"

Risultati (2/2)

Risultati Scenario

- La **domanda di gas residua**, al netto del gas evitato attraverso gli interventi di cui alla slide precedente, è riportata nel grafico a destra, con evidenza della quota parte di gas russo
- Tale domanda residua può essere soddisfatta attraverso l'accelerazione su un mix di iniziative secondo quanto indicato dal MITE (**importazione gasdotti, LNG, produzione nazionale gas e produzione elettricità a carbone/olio**)
- Rispetto a tali iniziative, nel presente studio, si è ipotizzato di adottare un mix che dia **priorità** alle leve che:
 - Garantiscano **maggiore flessibilità di fornitura**, in termini di Paesi da cui approvvigionarsi per il gas (ovvero preferire LNG e produzione nazionale ai gasdotti)
 - Minimizzino, per quanto possibile le **emissioni CO2** (i.e. limitare produzione a carbone ed olio)
 - Offrano al Sistema Italia delle «**opzionalità**» che possano fungere anche da leva di negoziazione per le diverse fonti di approvvigionamento (i.e. avere capacità spare sui gassificatori come elemento di «assicurazione» nel caso una delle altre fonti di approvvigionamento non sia disponibile)
- Conseguentemente, il mix di leve adottate per soddisfare la domanda residua di gas al netto del gas evitato è riportato nel grafico a destra
- La diversificazione attraverso le leve sopra indicate garantisce **l'indipendenza dal gas russo entro il 2024**



Scenario "Progressive Growth"

Sintesi

- Tale scenario è caratterizzato dalle medesime leve di intervento dello scenario "Green Acceleration", dal quale si differenzia per un approccio maggiormente cautelativo:

- 1. Graduale spinta sulle rinnovabili** (15 GW tra fotovoltaico ed eolico al 2030), a copertura del 70% della domanda di energia elettrica;
 - 2. Incremento progressivo della produzione di biometano** (2,5 bcm al 2030) a partire dagli scarti della filiera agricola e dai rifiuti organici;
 3. Tasso di crescita degli **interventi di efficienza energetica** ridotto rispetto allo Scenario "Green Acceleration", basato sull'ipotesi di riduzione degli incentivi esistenti allo stato attuale
 - 4. Diversificazione delle fonti di approvvigionamento** gas basata sulle iniziative previste dal MITE
- Il mix di interventi proposto consente di raggiungere l'obiettivo di **decarbonizzazione** previsto per il 2030 (-55% di emissioni di CO2) **nel 2028** e **l'indipendenza dal gas russo nel 2024**
 - Come conseguenza della crescita graduale della potenza rinnovabile installata, risulta necessario sfruttare maggiormente, almeno nel breve, la **produzione termoelettrica a carbone** e promuovere la diversificazione delle importazioni (sia tramite **gasdotti**, sia tramite **LNG**)
 - Nonostante quanto sopra, non si ha necessità di investire in nuove infrastrutture di rigassificazione o per l'ampliamento della capacità dei gasdotti esistenti

KPI sintetici scenario (2022-30)

Riduzione cumulata domanda di gas (bcm)

128

Volume cumulato gas russo (bcm)

9,4

Riduzione cumulata CO2 (Mt)

27 (*)

- Semplificare i **processi per realizzazione rinnovabili** anche attraverso centralizzazione del percorso autorizzativo
- Introdurre **meccanismi per la stabilità delle reti di trasporto e distribuzione** al crescere delle potenza rinnovabile
- Garantire **stabilità normativa** e favorire **accordi di lungo termine** tra produttori e grandi consumatori per assicurare il ritorno degli investimenti ai primi e certezza dei costi di acquisto ai secondi
- Assicurare **diversificazione degli approvvigionamenti** di gas nel breve-medio termine, in continuità con quanto già avviato
- Valutare **espansione capacità di rigassificazione e gasdotti**, nonché realizzazione **nuovo gasdotto EastMed**, anche come strumento che garantisca all'Italia maggiore flessibilità negli approvvigionamenti

> (*) Riduzione di CO2 da gas evitato, al netto della CO2 emessa dalla produzione a carbone

Scenario "Green Acceleration"

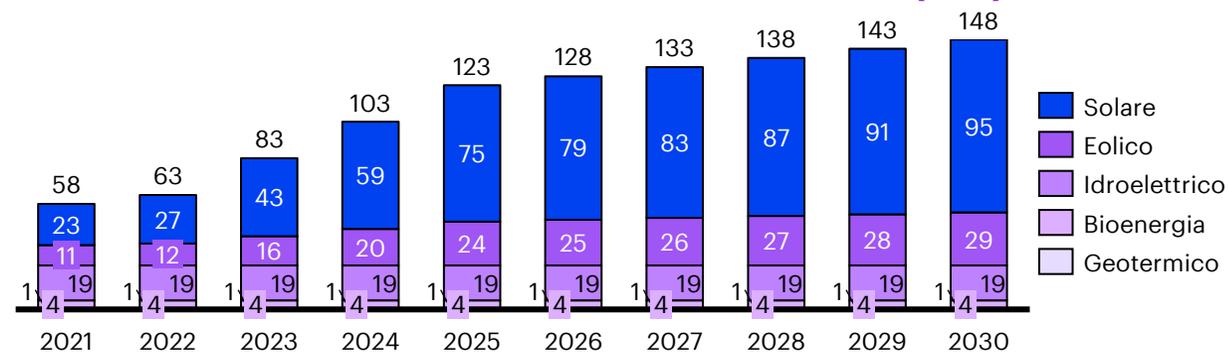
Ipotesi di base

Lo Scenario "Green Acceleration" è caratterizzato da una forte spinta sulle rinnovabili nel periodo 2023-26: installando **20 GW all'anno tra fotovoltaico ed eolico**, l'Italia è in grado di raggiungere il target di decarbonizzazione previsto per il 2030 (-55% di emissioni di CO₂, grazie ad una capacità produttiva di 114 GW di rinnovabili) già nel 2025 e di raggiungere una produzione di rinnovabili in grado di soddisfare circa il 70% della domanda di elettricità al 2030. L'**accelerazione sulle rinnovabili**, insieme alle altre leve, consente il raggiungimento dell'**indipendenza dal gas russo nel 2023**, minimizzando la **produzione termoelettrica a carbone** e non richiedendo necessariamente il ricorso a nuove infrastrutture di rigassificazione ed all'ampliamento della capacità dei gasdotti esistenti

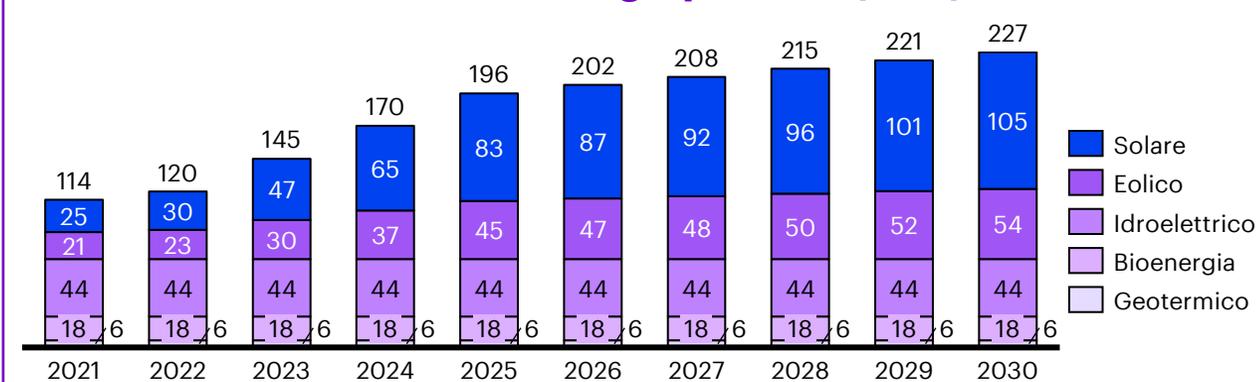
Principali ipotesi scenario

- Target di riferimento: raggiungere **114 GW di rinnovabili**, corrispondenti a circa il **70% della domanda di elettricità**, come previsto dal nuovo PNIEC (+58 GW)
- Forte **crescita della potenza incrementale rinnovabile** (fotovoltaico ed eolico) installata fino al 2026, con graduale riduzione negli anni successivi;
- Potenza installata delle altre fonti rinnovabili (idroelettrico, bioenergia e geotermico) stabile
- Tasso annuo di **riqualificazione** profonda degli edifici attraverso interventi di **efficienza energetica** molto sostenuto (fino a **1,5%**)
- Incremento graduale della produzione di **biometano** con obiettivo di raggiungere **8 bcm al 2030**;
- Contributo dell'**Idrogeno** rilevante solo come **vettore energetico**
- Diversificazione delle fonti di approvvigionamento gas basata sui piani annunciati dal MITE in termini di:
 - **diversificazione geografica** delle importazioni su gasdotti;
 - incremento acquisizione **LNG** e capacità rigassificatori;
 - Incremento della **produzione nazionale** di gas;
 - Produzione di energia elettrica da **carbone ed olio**.

Rinnovabili-Potenza installata cumulata (GW)



Rinnovabili-Energia prodotta (TWh)



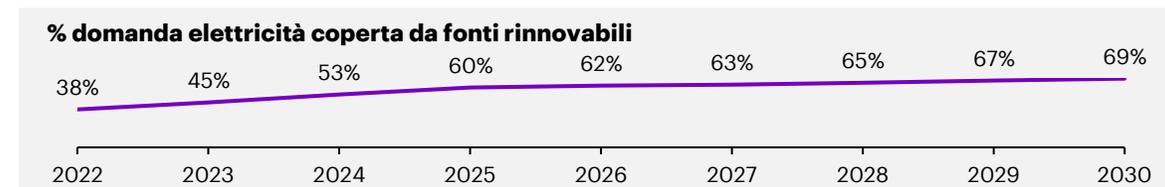
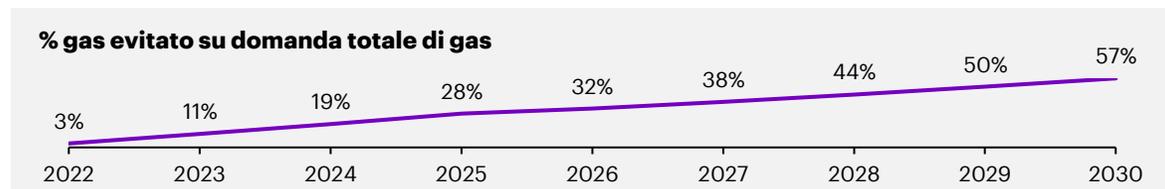
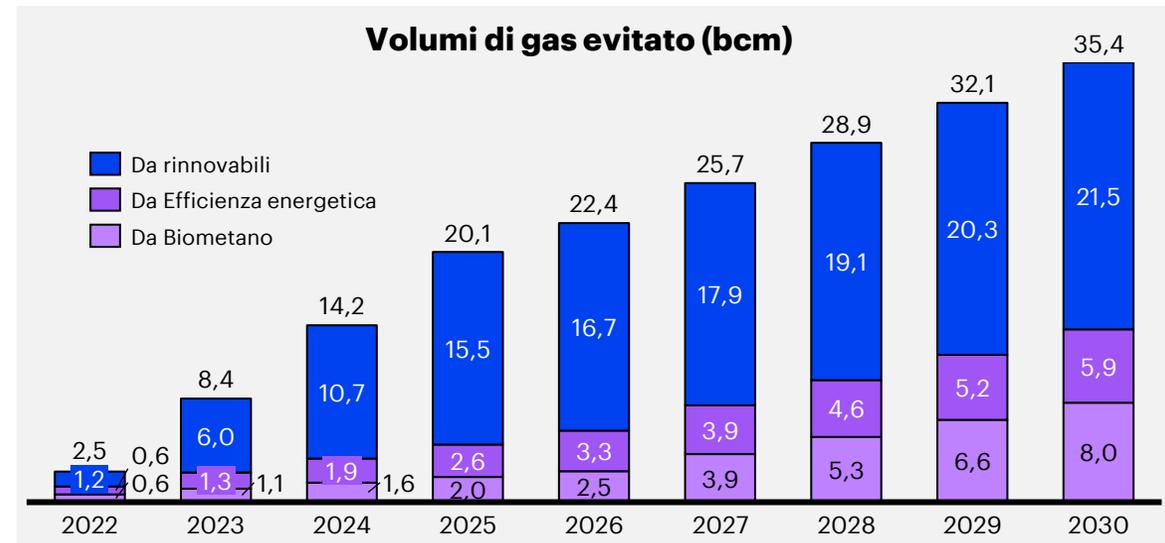
Scenario "Green Acceleration"

Risultati (1/2)

Risultati Scenario

Lo Scenario è caratterizzato da:

- Una forte spinta sulle rinnovabili nel periodo 2023-26: installando **20 GW all'anno tra fotovoltaico ed eolico**, l'Italia è in grado di trarre il target di decarbonizzazione 2030 (corrispondenti ad una capacità produttiva di 114 GW di rinnovabili) già nel 2025 e di raggiungere una produzione di rinnovabili in grado di soddisfare circa il 70% della domanda di elettricità al 2030
- Un obiettivo **aggressivo di incremento della produzione di biometano**, attraverso un mix tra produzione da scarti agricoli e produzione da rifiuti organici
- Un mantenimento di **elevati tassi di crescita degli interventi di efficienza energetica** basato sull'ipotesi di estensione degli incentivi esistenti, seppure con progressiva riduzione della quota parte di investimento coperta
- Il piano sopra descritto consente il raggiungimento dell'**indipendenza dal gas russo nel 2023** e di **minimizzare la produzione termoelettrica a carbone ed olio**
- Grazie agli interventi sopra descritti, la **domanda residua di gas** è notevolmente ridotta e viene soddisfatta attraverso un mix di soluzioni descritte nella slide successiva

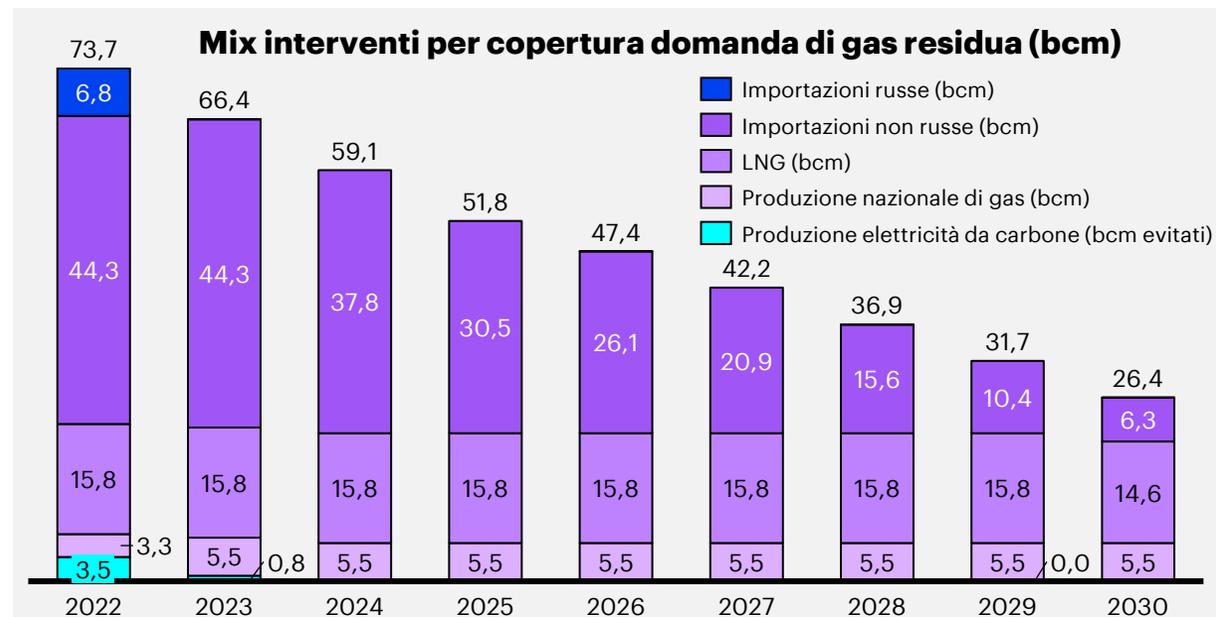
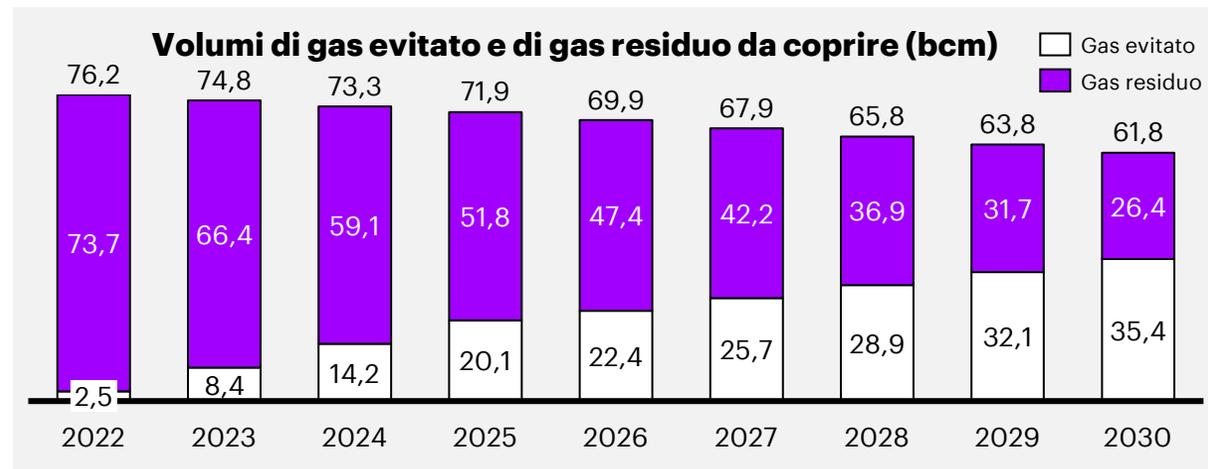


Scenario "Green Acceleration"

Risultati (2/2)

Risultati Scenario

- La **domanda di gas residua**, al netto del gas evitato attraverso gli interventi di cui alla slide precedente, è riportata nel grafico a destra, con evidenza della quota parte di gas russo
- Tale domanda residua può essere soddisfatta attraverso l'accelerazione su un mix di iniziative secondo quanto indicato dal MITE (**importazione gasdotti, LNG, produzione nazionale gas e produzione elettricità a carbone/olio**).
- Rispetto a tali iniziative, nel presente studio, si è ipotizzato di adottare un mix che dia **priorità** alle leve che:
 - Garantiscono **maggiore flessibilità di fornitura**, in termini di Paesi da cui approvvigionarsi per il gas (ovvero preferire LNG e produzione nazionale ai gasdotti)
 - Minimizzano, per quanto possibile le **emissioni CO2** (i.e. limitare produzione a carbone ed olio)
 - Offrano al Sistema Italia delle «**opzionalità**» che possano fungere anche da leva di negoziazione per le diverse fonti di approvvigionamento (i.e. avere capacità spare sui gassificatori come elemento di «assicurazione» nel caso una delle altre fonti di approvvigionamento non sia disponibile)
- Conseguentemente, il mix di leve adottate per soddisfare la domanda residua di gas al netto del gas evitato è riportato nel grafico a destra
- La diversificazione attraverso le leve sopra indicate garantisce **l'indipendenza dal gas russo entro il 2023**



Scenario "Green Acceleration"

Sintesi

- Tale Scenario si basa su 4 leve di azione principali:
 1. **Forte spinta sulle rinnovabili**, in particolare fotovoltaico ed eolico (+20GW/anno fino al 2025), in grado di soddisfare il 70% della domanda di energia elettrica al 2030;
 2. **Incremento consistente della produzione di biometano** (8 bmc al 2030) a partire dagli scarti della filiera agricola e dai rifiuti organici;
 3. Realizzazione di interventi di **efficienza energetica** ed estensione degli incentivi da essi ottenibili;
 4. Promozione della **diversificazione delle importazioni** di gas, attraverso l'attuazione del mix di iniziative previste dal MITE.
- Pur avendo come orizzonte temporale il 2030, tale scenario è sfidante al punto da consentire di tragguardare in anticipo obiettivi quali la **decarbonizzazione** (> 114 Gw di rinnovabili) **nel 2025** e **l'indipendenza dal gas russo nel 2023**
- Nonostante si tratti di una roadmap ambiziosa in termini di concretizzazione delle azioni da intraprendere e di sinergie necessarie, gli **interventi** considerati **prioritari** mantengono come focus per l'Italia:
 1. Garantire maggiore flessibilità di fornitura, promuovendo **l'utilizzo dell'LNG** e l'incremento della **produzione nazionale di gas**;
 2. Promuovere uno sviluppo sostenibile, **minimizzando le emissioni di CO2** limitando la produzione termoelettrica da centrali a carbone ed olio

KPI sintetici scenario (2022-30)

Riduzione cumulata domanda di gas (bcm)	190
Volume cumulato gas russo (bcm)	6,9
Riduzione cumulata CO2 (Mt)	68 (*)

Elementi abilitanti chiave

- Semplificare i **processi per realizzazione rinnovabili** anche attraverso centralizzazione del percorso autorizzativo
- Introdurre **meccanismi per la stabilità delle reti di trasporto e distribuzione** al crescere delle potenze rinnovabili
- Garantire l'approvvigionamento delle **componenti necessarie** per gli impianti rinnovabili attraverso gruppi di acquisto e della **manodopera** necessaria attraverso adeguati piani di formazione e recruiting
- Nel medio termine sviluppare una filiera di produzione della componentistica per rinnovabili a livello nazionale ed Europeo
- Garantire **stabilità normativa** e favorire **accordi di lungo termine** tra produttori e grandi consumatori per assicurare il ritorno degli investimenti ai primi e certezza dei costi di acquisto ai secondi

> (*) Riduzione di CO2 da gas evitato, al netto della CO2 emessa dalla produzione a carbone

Analisi del mix di interventi possibili

Nelle pagine seguenti è presentata un'analisi che include, per ciascuna delle leve di intervento riportate a destra:

- Il contesto e la situazione attuale
- Potenziali criticità
- Raccomandazioni sulle azioni da intraprendere nel breve e nel medio-lungo termine per facilitare l'accelerazione
- Contributo apportato da ciascun intervento nei due scenari analizzati («Progressive Growth» e «Green Acceleration») e relative ipotesi alla base

1 Accelerazione sull'installazione di rinnovabili

2 Incremento della produzione di biometano

3 Aumento dell'efficienza energetica

4 Flessibilità fonti di approvvigionamento gas

Accelerazione sull'installazione di rinnovabili

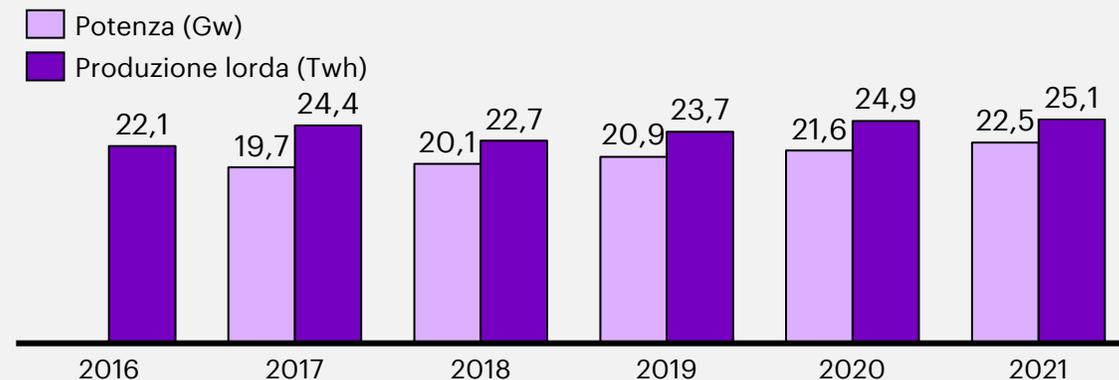
Contesto attuale e criticità (1/2)

Contesto attuale e criticità (1/2)

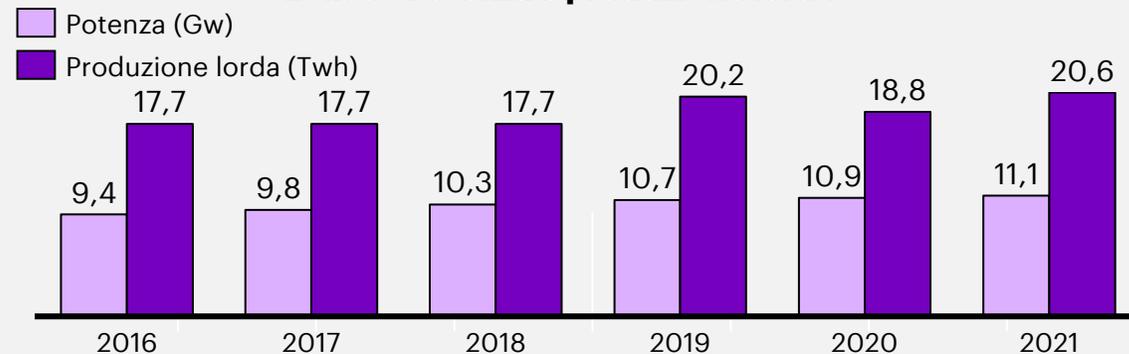
Le rinnovabili in Italia

- L'Italia ha investito nelle rinnovabili come **leva di sviluppo sostenibile** e indipendenza energetica nazionale, raggiungendo più di un terzo^[1] della produzione elettrica nazionale da fonti rinnovabili
- L'Unione europea ha fissato il target di **riduzione delle emissioni di CO2 ad almeno il 55% al 2030** rispetto al 1990. In Italia, per il settore elettrico, rispettare il target significa incrementare la quota di **energia rinnovabile dal 38% di oggi ad oltre il 70% al 2030**
- In termini assoluti **l'energia eolica** è in crescita in Italia, con già oltre **5mila impianti eolici** distribuiti sul territorio. Ad oggi si tratta principalmente di siti con turbine eoliche di **potenza unitaria tra i 20 e i 200 kW**, con margini di miglioramento in termini di ottimizzazione degli spazi e consumo di suolo
- Circa 1/12 dell'energia totale prodotta in Italia, rinnovabile e non, deriva da impianti fotovoltaici, cresciuti notevolmente grazie al **crollò del costo dell'energia (LCOE)** che, negli ultimi **10 anni, è sceso di più dell'80%**
- Per il **fotovoltaico**, nel 2021 la potenza installata è pari a **22,5 GW**, per una **produzione lorda di 25,1 TWh**. Per l'eolico nel 2021 la potenza installata è pari a **11,1 GW**, per una **produzione lorda di 20,6 TWh**
- I target del **PNIEC** (in corso di aggiornamento) prevedono, secondo le anticipazioni del Ministro Cingolani, un taglio ulteriore delle emissioni di gas serra al 2030, che comporterà **un incremento della capacità installata di ulteriori 58 GW**
- Grazie all'approvazione della Direttiva EU 2018/2001, recepita in Italia nel 2021, stanno formandosi nel nostro paese le prime **comunità energetiche**, che potrebbero contribuire fortemente alla crescita della **generazione distribuita** (oltre **4.4 GW** attesi al 2025 in scenario intermedio)

Fotovoltaico - Potenza e produzione lorda



Eolico - Potenza e produzione lorda



All' 8.11.2021 previsti **47GW** di capacità «prenotata» **on-shore** e **23GW off-shore**



Accelerazione sull'installazione di rinnovabili

Contesto attuale e criticità (2/2)

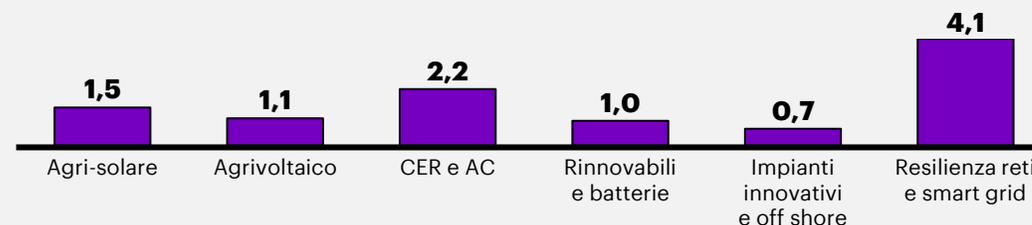
Contesto attuale e criticità (2/2)

- A supporto dell'espansione delle fonti rinnovabili, il PNRR stanziava complessivamente **4,8 Mld€** per il **fotovoltaico** (agri-solare, agri-voltaico e comunità energetiche) ulteriori **1,7 Mld€** per potenziare le filiere di **batterie e pannelli**, **0,7 Mld€** per **impianti innovativi solari / eolici** (es. galleggianti) e oltre **4 Mld€** per il potenziamento delle reti di distribuzione e trasmissione

Vincoli e criticità

- La complessità dell'iter **autorizzativo**, la disponibilità di **suolo**, gli impatti sul **bilanciamento** della rete, l'applicabilità della **generazione distribuita**
- L'iter per l'autorizzazione alla costruzione di impianti è considerato il principale **ostacolo** al rapido sviluppo delle rinnovabili, con oltre **170GW** di potenza «bloccata» per impianti con richieste di allaccio già inviate a Terna
- L'incremento atteso della generazione rinnovabile avrà impatti sulla **congestione** della rete dovuto alla **mancata inerzia**, normalmente **fornita dal termoelettrico**, e sulla capacità del sistema di fornire **flessibilità e bilanciamento** tra domanda e offerta, vista la **non programmabilità** delle rinnovabili e la concentrazione della produzione solare nelle sole ore diurne
- In termini di **sistemi di accumulo**, l'attuale capacità disponibile è pari a circa **1 Gwh**, a fronte di un **target previsto dal PNIEC al 2030 di circa 39 Gwh**
- Infine, l'opportunità delle **comunità energetiche** evidenzia alcuni punti di attenzione sul **fronte tecnico**, quali la scelta degli edifici da destinare all'installazione degli impianti, e sul **fronte sociale**, di supporto agli adempimenti necessari per la messa in esercizio

Stanziamento risorse PNRR per fotovoltaico, eolico e sviluppo reti elettriche (M€)

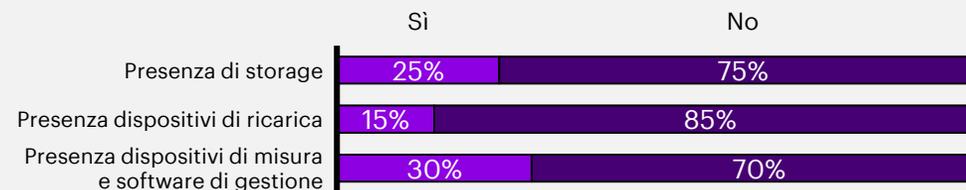


CER: comunità energetiche; AC: autoconsumo collettivo

Comunità energetiche (CE) e autoconsumo collettivo (AC) status 2021

Autoconsumo Collettivo
Numero: 12
Potenza media: ca. 32kW

Comunità energetiche
Numero: 21
Potenza media: ca. 48kW



Accelerazione sull'installazione di rinnovabili

Le azioni da intraprendere

	BREVE TERMINE	MEDIO-LUNGO TERMINE
NORMATIVA	<ul style="list-style-type: none"> Semplificare i processi per realizzazione rinnovabili anche attraverso centralizzazione del percorso autorizzativo Estensione delle misure di detrazione e Superbonus per supportare il mercato, rallentato anche dalla difficoltà di approvvigionamento di risorse dell'ultimo anno Rendere operativo recepimento direttive EU con rilassamento vincoli su taglia impianto e cabina primaria per le comunità energetiche 	<ul style="list-style-type: none"> Prevedere un disaccoppiamento del mercato delle rinnovabili da quello della produzione termoelettrica, in particolare per il lungo termine
MERCATO	<ul style="list-style-type: none"> Per favorire certezza di ritorno degli investimenti ai produttori e certezza dei prezzi ai consumatori occorre favorire lo sviluppo di accordi a lungo termine (PPA), estendendo la recente previsione del Decreto Energia che vede il GSE come coordinatore di questo tipo di meccanismi ad ambiti più ampi, o prevedere meccanismi di acquisto da parte di Acquirente Unico a prezzo fisso a lunghissimo termine Garantire l'approvvigionamento delle componenti necessarie per gli impianti rinnovabili attraverso gruppi di acquisto e della manodopera necessaria attraverso adeguati piani di formazione e recruiting 	<ul style="list-style-type: none"> Valutare la creazione di un mercato per servizi di flessibilità / stabilità a livello Europeo, facendo leva sul mix di generazione programmabile a livello continentale Re-powering degli impianti esistenti per incrementare la produzione senza occupazione di nuovo suolo (stimato ca. 1.000 ha /GW) Garantire l'approvvigionamento della componentistica per gli impianti rinnovabili attraverso gruppi di acquisto e della manodopera necessaria attraverso adeguati piani di formazione e recruiting Nel medio termine sviluppare una filiera di produzione della componentistica per rinnovabili a livello nazionale ed Europeo
TECNOLOGIA	<ul style="list-style-type: none"> Per rispondere allo sbilanciamento causato dalle rinnovabili nel breve periodo, una opzione di «emergenza» è rappresentato dal distacco dalla rete delle stesse. Tuttavia è chiaro che bisogna prevedere adeguati investimenti in meccanismi di «inerzia» per assicurare il bilanciamento della rete in termini di frequenza 	<ul style="list-style-type: none"> Incentivare investimenti per l'adeguamento dell'infrastruttura, come i condensatori asincroni, o sistemi avanzati di misurazione in tempo reale dell'inerzia di rete, al fine di ottimizzare gli investimenti in apparati per la stabilità investire in sistemi di accumulo per raggiungere i target previsti dal PNIEC (39 Gwh), sia al fine di utilizzare l'energia prodotta dalle rinnovabili in orari off peak, sia come elemento di bilanciamento delle reti



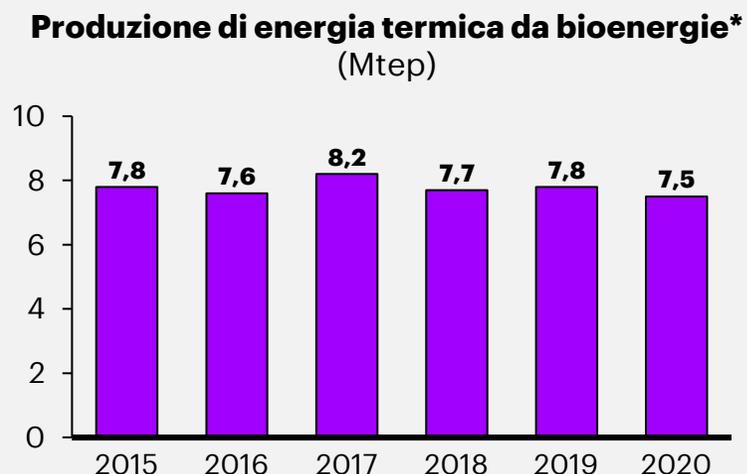
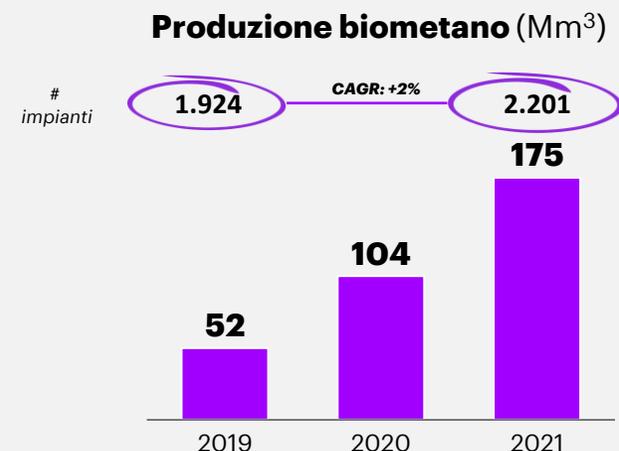
Incremento della produzione di biometano

Contesto attuale e criticità (1/2)

Contesto attuale e criticità (1/2)

Il Biometano in Italia

- Il biometano è una **leva ancora poco diffusa** in Italia che supporta la transizione energetica e può sostenere la produzione di gas sul territorio nazionale
- La produzione di biogas ad oggi si basa su **2.201 impianti attivi in Italia** di cui l' **80%** sono in **ambito agricolo**
- Il biometano è una fonte di energia rinnovabile che si ottiene da **biomasse agricole** (colture dedicate, sottoprodotti e scarti agricoli, deiezioni animali), **agroindustriali** (scarti della filiera della lavorazione della filiera alimentare) e la **frazione organica dei rifiuti solido urbani**
- Il biometano non è solo una risorsa rinnovabile che contribuisce al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione, ma è anche una **risorsa sostenibile** in quanto può ridurre in modo significativo anche le emissioni del settore agricolo
- Sono garantiti degli incentivi da parte del GSE quali il rilascio di **Certificati di immissione in Consumo (CIC)** con maggiorazioni per **materie prime** (biometano) e **375€/CIC** riconosciuto per 10 anni con maggiorazioni in caso di investimento in **impianti pertinenti** (biometano avanzato)
- Inoltre, nel **PNRR** sono previsti **1,92 mld€** per lo sviluppo del biometano, con l'obiettivo di produrre almeno **2,3/2,5 miliardi di metri cubi** in Italia
- Il target di produzione del PNRR è confermato anche dalla **Relazione di Cingolani** del 16.03.2022
- Per Elettricità Futura, l'Italia potrebbe essere in grado al **2030** di immettere in rete **10 miliardi di metri cubi annui di biometano**



*Biomasse solide, biogas e bioliquidi



Incremento della produzione di biometano

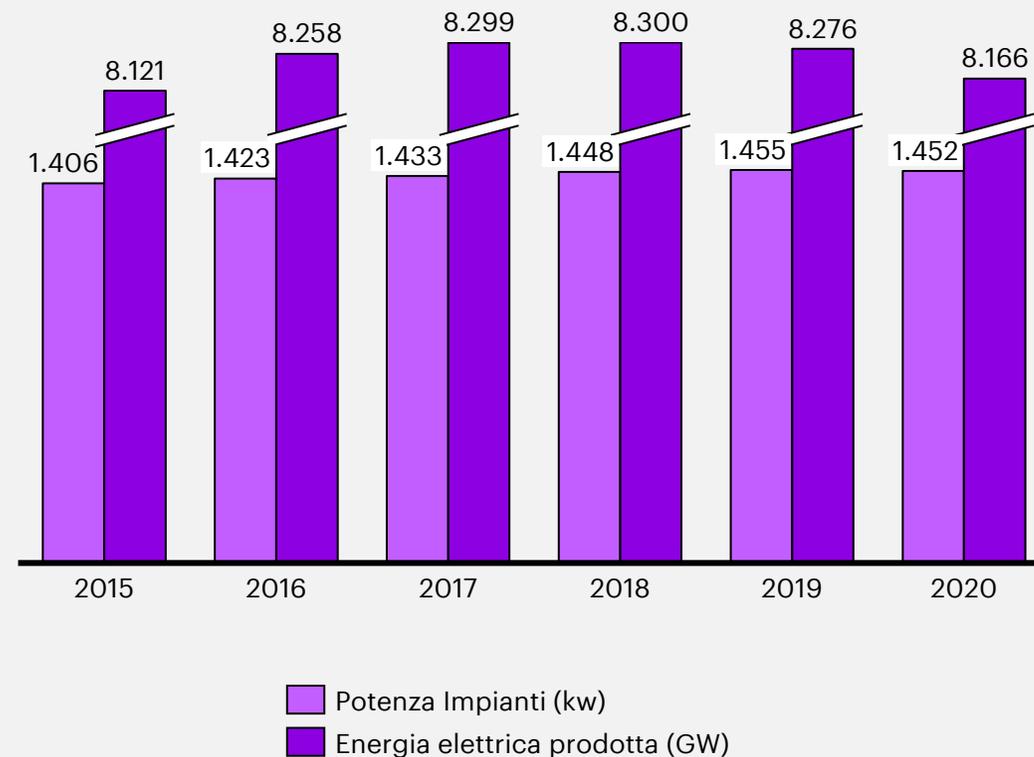
Contesto attuale e criticità (2/2)

Contesto attuale e criticità (2/2)

Vincoli e criticità

- Il **biometano in Italia** presenta un **elevato potenziale produttivo** (fino a 8-10 miliardi di metri cubi annui) ma permangono **diversi ostacoli** che rallentano l'utilizzo della suddetta fonte energetica rinnovabile
- I vincoli che si registrano ad oggi che stanno limitando lo sviluppo del biometano sono soprattutto **vincoli normativi / burocratici e di sostenibilità economica**
- La produzione di biometano, soprattutto in ambito agricolo, dipende fortemente dalle materie prime utilizzabili che hanno – per loro natura – **forte stagionalità**. Ad oggi, **non tutti gli scarti agricoli sono «ammessi»** per la produzione di biometano
- In aggiunta, sempre in campo agricolo, molti impianti hanno **scala «ridotta»** con volumi spesso non sufficienti a ripagare gli investimenti sostenuti. La **forte delocalizzazione** degli impianti rappresenta un vincolo a raggiungere una massa critica sufficiente
- In ambito «urbano» invece, i **livelli di incentivazione del biometano da FORSU** (rifiuti organici) sono decisamente **inferiori rispetto a quelli in campo agricolo** (rapporto di 1 a 4), che limita la possibilità di colmare il cronico deficit impiantistico (soprattutto al centro-nord) e chiudere a livello territoriale il ciclo di gestione dei rifiuti (almeno della frazione organica dei rifiuti urbani) realizzando moderni biodigestori
- Un ulteriore vincolo riguarda la complessità (tempi e attività necessarie) per dimostrare che il **biometano rispetti i criteri UE di sostenibilità** e possa quindi essere **immesso nella rete di distribuzione gas**

Potenza e Produzione Elettrica da biogas



Incremento della produzione di biometano

Le azioni da intraprendere

	BREVE TERMINE	MEDIO-LUNGO TERMINE
NORMATIVA	<ul style="list-style-type: none"> Mantenere e rafforzare gli incentivi già ad oggi presenti e garantiti da GSE Sfruttare da subito i fondi PNRR da destinare alla riconversione degli attuali impianti a biogas e per incentivare lo sviluppo di nuovi impianti di biometano 	<ul style="list-style-type: none"> Spinta normativa verso la semplificazione burocratica per promuovere la valorizzazione dei sottoprodotti agroindustriali allargando la gamma delle biomasse impiegabili, favorendo così lo sviluppo del biogas e biometano agricolo in funzione delle specificità dei territori
MERCATO	<ul style="list-style-type: none"> Incrementare esponenzialmente la raccolta, trattamento e valorizzazione dei rifiuti organici. Contributo fondamentale che può essere attivato prioritariamente dalle multi-utility già attive nel settore della raccolta rifiuti 	<ul style="list-style-type: none"> La diffusione di pratiche ecologiche nelle pratiche agricole collegate al biogas (e.g. lavorazione minima del suolo, sistemi innovativi a basse emissioni per la distribuzione del digestato) può garantire la riduzione dell'uso di fertilizzanti sintetici e aumentare l'approvvigionamento di materia organica nei suoli Garantire una distribuzione ottimizzata degli impianti – in ambito agricolo – attivando processi di raccolta centralizzata delle materie prime agricole da destinare a impianti «collettivi»
TECNOLOGIA		

Aumento dell'efficienza energetica

Contesto attuale e criticità (1/2)

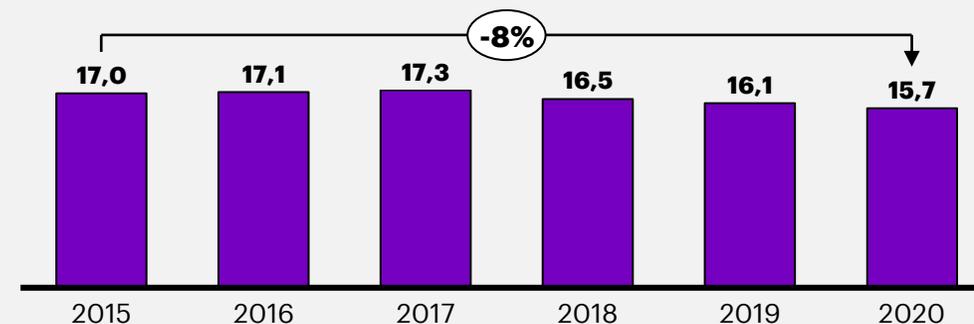
Contesto attuale e criticità (1/2)

L'efficienza energetica in Italia

- L'efficienza energetica è considerata uno dei **driver principali** per ridurre **consumi** ed **emissioni** già da prima delle attuali turbolenze nello scenario energetico internazionale
- Il tema dell'**efficienza energetica** è particolarmente rilevante nel **settore residenziale**, che assorbe circa il **28%** del totale dei **consumi finali di gas**
- L'attuale **PNIEC** (in corso di revisione) prevede per il settore residenziale un target di risparmio di **0,33 Mtep/anno** dal 2020 al 2030, che verrà incrementato per raggiungere gli obiettivi previsti dal **Green Deal** ed il framework **Fit for 55**
- Inoltre, nel **PNRR** sono stati stanziati **15,3€ miliardi** per l'efficientamento energetico e la riqualificazione degli edifici, da cui sono attesi risparmi di **209 Ktep /anno** di energia finale e **718 KtCO2 /anno** a regime
- Il gas rappresenta la principale **fonte** di energia primaria nel **settore residenziale** (oltre il **50%** del fabbisogno è soddisfatto dal gas), utilizzato principalmente per **riscaldamento**, oltre che per **usi cucina** e **acqua calda**
- Gli **strumenti** più incisivi su cui si sta puntando per ridurre i consumi di **gas** sono l'installazione di **pompe di calore** come impianti primari di riscaldamento, gli interventi di **riqualificazione edilizia** (es. coibentazione involucri) o **azioni dirette** per **limitare i consumi** (es. riduzione di 1 grado della temperatura dei termostati)
- Gli strumenti di **policy** più **rilevanti** per incentivare questi interventi riguardano le **detrazioni fiscali** (**ecobonus**, **bonus casa** e i più recenti **bonus facciate** e **superbonus**), oltre che, in misura minore, il **Conto Termico** ed i **Certificati Bianchi**

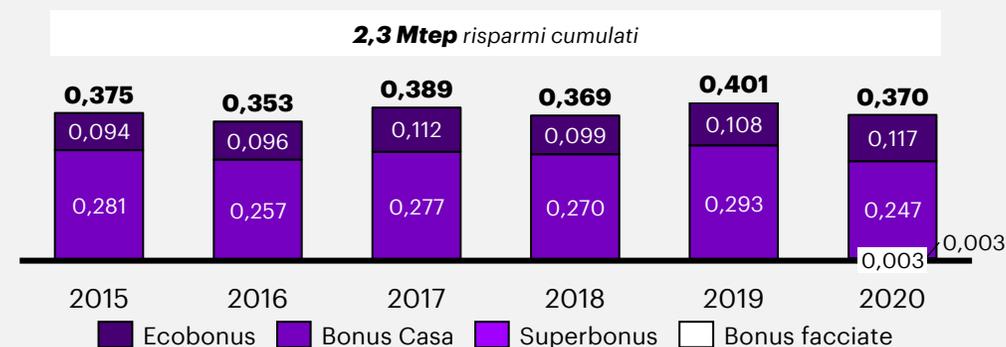
Consumi finali di gas, settore residenziale

(Mtep, 2015-2020)



Risparmi energetici da detrazioni fiscali

(Mtep/anno di energia finale, 2015-2020)



Aumento dell'efficienza energetica

Contesto attuale e criticità (2/2)

Contesto attuale e criticità (2/2)

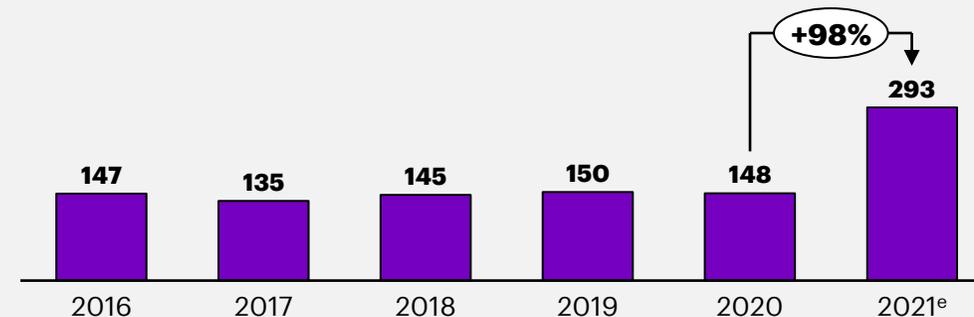
- Il sistema delle **detrazioni** ha già portato a risparmi di oltre **2,3 Mtep** di energia finale negli anni **2015-2020**, superando i target di risparmi previsti a livello nazionale per questo settore
- In particolare, l'introduzione del **Superbonus** con **sconto in fattura e cessione del credito** rappresenta uno strumento efficace per finanziare il rinnovamento edilizio, con risparmi attesi di oltre **190 Mtep/anno**
- Gli **incentivi introdotti**, uniti all'**aumento dei prezzi** dei beni energetici, hanno portato nel corso del **2021** ad un aumento particolarmente significativo delle vendite di **impianti fotovoltaici** domestici e **pompe di calore** (+98% vs 2020 di pompe di calore secondo **Assoclisma**)

Vincoli e criticità

- Il **2021** ha rappresentato un anno eccezionale per gli interventi di efficientamento energetico, anche grazie al **Superbonus**
- La crescita è tuttavia ostacolata dal consistente **aumento dei prezzi** delle **materie prime edilizie** (es. materiali isolanti), oltre che dalla **difficoltà di approvvigionamento** degli stessi materiali
- Le imprese **edilizie e tecniche** hanno riscontrato diversi problemi di **capacity**, con difficoltà a soddisfare la domanda di servizi in aumento
- Ulteriori **criticità** legate agli incentivi riguardano l'eccesso di adempimenti **burocratici / amministrativi** per l'ottenimento dei bonus, che portano spesso ad allungamenti dei **tempi** e **scoraggiano** nuovi interventi
- Esistono inoltre vincoli **tecnologici / strutturali**: in primis sussistono vincoli di **natura paesaggistica / storica** che impediscono la riqualificazione energetica di edifici nei centri storici, in secondo luogo l'installazione di **pompe di calore** dipende anche dalla **zona climatica** e dal **tipo di edificio**

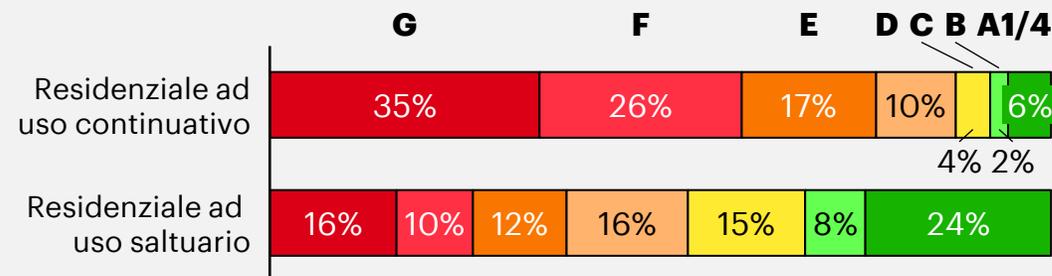
Pompe di calore vendute in Italia come impianto primario di riscaldamento

(migliaia, 2016-2021)



L'efficienza del parco edilizio residenziale

(distribuzione classi energetiche nelle abitazioni)



Aumento dell'efficienza energetica

Le azioni da intraprendere

	BREVE TERMINE	MEDIO-LUNGO TERMINE
NORMATIVA	<ul style="list-style-type: none">• Considerate le misure straordinarie già in vigore (es. Superbonus) e il contesto di mercato, risulta improbabile pensare ad ulteriori misure per promuovere l'efficienza energetica nel breve• Contenimento «diretto» dei consumi riducendo la temperatura dei termostati nelle case (7-8% di risparmi potenziali), che tuttavia risulta di difficile applicazione / controllo nel settore privato. Da questo punto di vista, un possibilità potrebbe essere quella di posticipare l'avvio e anticipare la chiusura della stagione termica	<ul style="list-style-type: none">• Armonizzare / razionalizzare gli incentivi esistenti, semplificando le misure per ottenerli, alleggerendo gli adempimenti burocratici e dando una stabilità normativa di lungo periodo (i.e. non modificare le regole con la frequenza a cui si è assistito negli ultimi anni / mesi)• Estendere il Superbonus oltre il 2023, eventualmente riducendo gradualmente l'importo rimborsato• Eliminare gradualmente gli incentivi per impianti alimentati a gas (es. caldaie a condensazione)
MERCATO		<ul style="list-style-type: none">• Promuovere programmi di Green Financing agevolato, per supportare il finanziamento di opere di riqualificazione energetica profonda• Prevedere campagne di informazione per favorire gli interventi di efficientamento e comportamenti virtuosi per la riduzione dei consumi
TECNOLOGIA		<ul style="list-style-type: none">• Promuovere programmi di formazione per aziende termoidrauliche su nuove tecnologie / pompe di calore



Flessibilità fonti di approvvigionamento gas

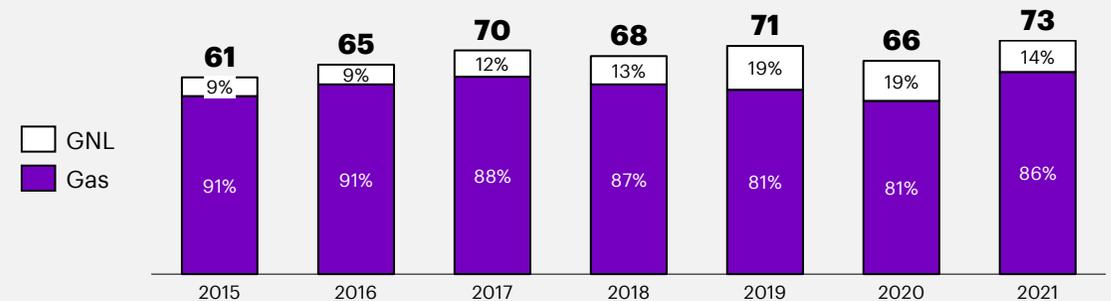
Contesto attuale e criticità (1/2)

Contesto attuale e criticità (1/2)

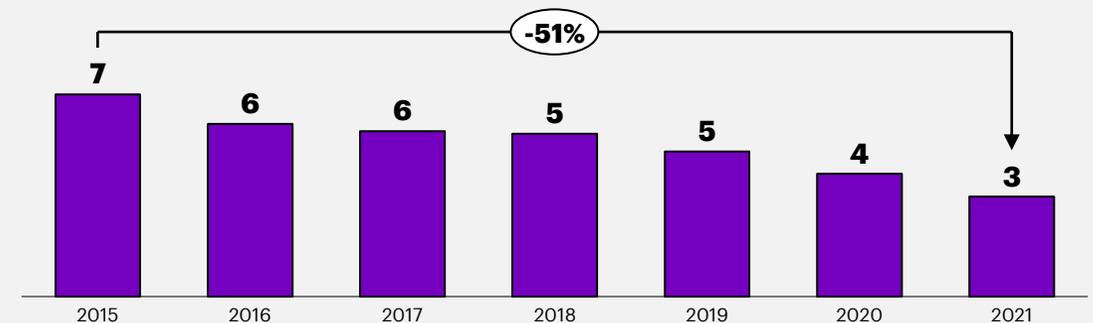
Import e produzione di gas in Italia

- L'Italia è fortemente dipendente dalle **importazioni estere** per soddisfare il proprio **fabbisogno di gas naturale / GNL** (oltre il 95% della domanda è coperta da import)
- La **Russia** è il primo fornitore di gas verso l'Italia, rappresentando in media circa il **45%** delle importazioni negli ultimi 5 anni, seguita dall'**Algeria** (26%) e dal **Qatar** (9%)
- L'Italia importa gas naturale dall'estero attraverso una rete di gasdotti: **TAG** (Russia), **Transitgas** (Nord Europa), **TMPC** (Algeria), **Greenstream** (Libia), **TAP** (Azerbaijan)
- Al 2021, sui gasdotti «non russi» risultava una **capacità residua teorica** di circa **16,9 bcm** (circa il 33% del totale), sufficiente per coprire quasi il **60%** dell'import attualmente proveniente dalla Russia
- Il **GNL** viene invece importato attraverso **3 siti** di rigassificazione (Rovigo, Panigaglia, Livorno), che al **2021** presentavano capacità residua teorica totale di **6,2 bcm**, equivalente a circa il **20%** dell'import russo
- La produzione nazionale di gas è invece in **declino** da diversi anni, sia per la scarsa **convenienza economica** di estrarre dai giacimenti presenti rispetto ai prezzi del gas degli ultimi anni, sia per una generale opposizione delle **comunità locali** rispetto all'apertura di nuovi siti estrattivi
- La **strategia energetica italiana** degli ultimi anni ha considerato il **gas** come fonte di **transizione** per permettere il **phase out** del carbone in vista dell'incremento delle **rinnovabili**, oltre che come fonte per garantire flessibilità al **sistema elettrico**

Volumi di gas e GNL importati in Italia (bcm, 2015-2021)



Produzione interna di gas naturale (bcm, 2015-2021)



Flessibilità fonti di approvvigionamento gas

Contesto attuale e criticità (2/2)

Contesto attuale e criticità (2/2)

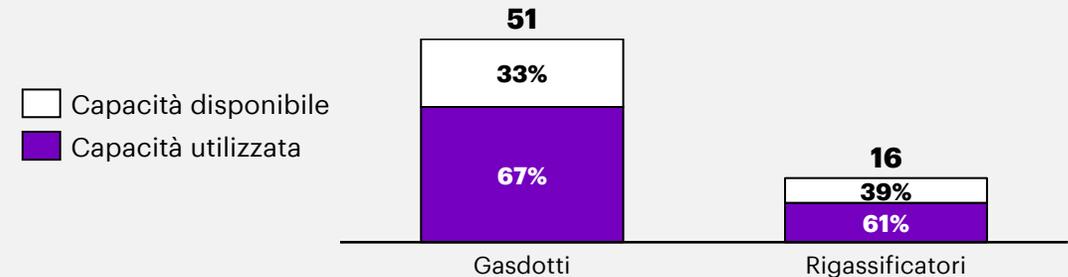
- Il **PNIEC** prevede un picco di domanda al **2025**, seguita da un calo fino al 2030 (circa **60 bmc**) e si è concentrato nell'individuare misure che garantiscano la **sicurezza energetica** del paese attraverso la diversificazione delle fonti di approvvigionamento, il rafforzamento della rete di stoccaggio, distribuzione e trasporto del gas e l'aggiornamento dei piani di sicurezza (piano di Azione Preventiva, piano di Emergenza)

Vincoli e criticità

- La possibilità di aumentare l'import di **gas / GNL** da altri paesi si inserisce all'interno di un contesto internazionale in cui, oltre alla **capacità delle reti** (gasdotti, rigassificatori), bisogna considerare anche l'effettiva disponibilità di paesi produttori ad **incrementare la produzione** o garantire all'Italia **quote maggiori** rispetto ad altri paesi
- Tra le opzioni in discussione vi è quella di sviluppare nuovi siti di **rigassificazione**, utilizzando **navi Fsr** (floating storage regasification unit), o investire in nuovi impianti onshore (es. Porto Empedocle e/o Gioia Tauro). Entrambe le opzioni hanno tuttavia **lunghi tempi di attesa** (fino a 48 mesi per un impianto onshore), oltre che **costi elevati**
- L'aumento della produzione interna dovrà invece derivare dai **pozzi già attivi** o esistenti, senza l'**apertura di nuovi giacimenti**, come specificato dal ministro Cingolani, e dovrà anche scontrarsi con alcune **limitazioni** all'attività estrattiva nell'**alto adriatico**, area ricca di gas, per evitare problemi di subsidenza (legge n. 133 del 2008)
- L'aumento dell'import dall'estero è invece legato all'effettiva capacità di assicurarsi **quote aggiuntive di gas**, in un contesto in cui ogni paese Europeo (e non) si sta muovendo in autonomia per accaparrarsi volumi incrementali, contribuendo ad un aumento della competizione e, potenzialmente, dei prezzi

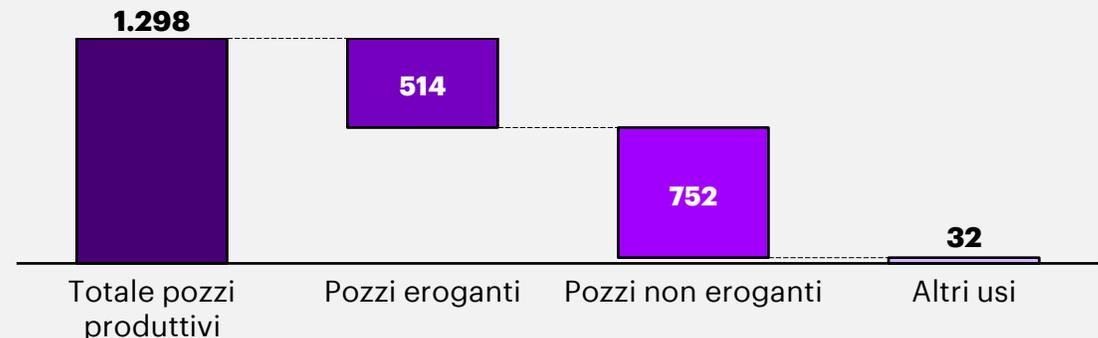
Capacità utilizzata e residua totale di gasdotti e rigassificatori in Italia

(bcm / anno, 2021)



Il numero di pozzi produttivi di gas naturale in Italia

(2020)



Flessibilità fonti di approvvigionamento gas

Le azioni da intraprendere

	BREVE TERMINE	MEDIO-LUNGO TERMINE
NORMATIVA	<ul style="list-style-type: none"> Introduzione incentivi per favorire l'iniezione di gas in stoccaggio, che stimolino gli operatori ad incrementare le scorte anche a fronte di prezzi elevati 	
MERCATO	<ul style="list-style-type: none"> Incremento dell'import di gas algerino (firmato accordo per aumento di 9bcm a regime dal 2024) Incremento import dal TAP (circa 1,5 bcm di potenziale) Valutare affitto di unità di rigassificazione galleggianti, da saturare attraverso l'aumento di import da paesi quali il Congo (siglato accordo per circa 5 bcm/anno), l'Angola, il Qatar e il Mozambico 	<ul style="list-style-type: none"> Accordo di fornitura di lungo periodo con il governo Azero per incremento alimentazione TAP Incremento della produzione nazionale fino a 5 bcm/anno grazie alla messa a pieno regime dei giacimenti Cassiopea e Argo e dall'aumento dell'estrazione dai pozzi nelle Marche ed Emilia-Romagna Valutare realizzazione dei gasdotti Melita (Libia-Malta-Gela: 2 bcm/anno) e EastMed (Israele-Egitto-Cipro-Grecia-Otranto: 10-12 bcm/anno), inseriti come progetti di interesse comune (PIC) nell'ambito Ten-E
TECNOLOGIA	<ul style="list-style-type: none"> Massimizzazione utilizzo siti di rigassificazione attuali (circa 6 bcm aggiuntivi) 	<ul style="list-style-type: none"> Raddoppio della capacità del TAP per 10 bcm/anno attraverso interventi strutturali in Albania, Grecia e Italia Valutare realizzazione rigassificatori onshore, realizzabili due terminali per 20 bcm/anno, già autorizzati, a Gela e Porto Empedocle, che, anche se non pienamente utilizzati possono garantire al Sistema Italia delle «opzionalità»



Il punto di vista dei principali player di settore

Nella presente sezione è riportata una sintesi del punto di vista di alcuni dei principali stakeholder del settore dell'energia in Italia sul tema oggetto del presente studio.

Tale punto di vista è stato raccolto attraverso interviste svolte durante il mese di aprile.

I temi discussi durante le interviste sono riconducibili a quelli descritti di seguito

- 1** **Impatto derivanti dalla crisi energetica sulle organizzazioni e sui clienti finali**
- 2** **Principali iniziative da attivare**
- 3** **Elementi abilitanti necessari per attivare le iniziative necessarie**

Il punto di vista dei principali player di settore

Impatti della crisi energetica su clienti finali e operatori

Impatti sui clienti

Impatti sugli operatori

Economico-finanziari

- **Clienti mercato libero:** impatto limitato nel breve, visto l'elevato numero di clienti con offerte a prezzo fisso definito 12-18 mesi fa
- **Clienti mercato tutelato:** impatto significativo per incremento prezzi spot (a cui acquista Acquirente Unico)
- **Clienti business:** impatto significativo per assenza di copertura dal rischio della maggior parte dei clienti

- **Impatti limitati nel breve termine** grazie a combinazione di **hedging naturale** (contratti cliente e produzione da rinnovabili) e copertura con **strumenti finanziari**
- **Limitati extra profitti per le utilities** perché la maggior parte dei clienti hanno offerte con condizioni economiche definite prima dell'incremento dei prezzi
- Impatti più significativi nel medio termine per aumento **costo coperture rischio** ed aumento **rischio di credito**
- **Impatti più significativi** per operatori con minore solidità

Mercato

- Incremento dei **nuovi clienti** nel mercato libero che provengono dal **mercato tutelato** (alla ricerca di maggiore stabilità nei prezzi)
- **Ricontrattualizzazione clienti** mercato libero a prezzo fisso più elevato del precedente, ma più basso del prezzo attuale, vista attesa riduzione dei prezzi all'ingrosso nel medio termine
- Transizione **clienti business** verso offerte a **prezzo fisso** ed iniziative di **auto-produzione**

- **Opportunità di consolidamento** nel settore possibili, ma condizionato da un'azione anticipata di supporto commerciale agli operatori in difficoltà (ovvero prima che i clienti vadano in salvaguardia)
- Acquisto energia da parte dei retailer da **operatori diversificati sulle fonti di approvvigionamento** per limitare rischi per la prossima stagione
- Possibile creare **gruppi di acquisto** di diversi operatori per ridurre rischi

Il punto di vista dei principali player di settore

Iniziative da attivare

Approccio agli interventi

- **Adottare un mix completo di interventi**, che determini sia riduzione della domanda di gas (attraverso rinnovabili, efficienza energetica e biometano), sia diversificazione delle fonti di approvvigionamento (importazioni non russe e LNG)
- **Prioritizzare** interventi che offrano più flessibilità ed indipendenza al Sistema Italia. In tal senso l'accelerazione sulle rinnovabili e l'LNG offrono maggiore gradi di libertà rispetto ai gasdotti (la cui fornitura è legata in modo biunivoco ai Paesi di origine dei gasdotti)
- Prevedere capacità e gradi di **flessibilità «spare»**, sia per ridurre il rischio in caso di **indisponibilità o ritardi** di alcune fonti di approvvigionamento, sia come elemento di **potere negoziale** per gli approvvigionamenti sui mercati

Priorità e modalità di intervento

- **Rinnovabili**: prevedere una **forte accelerazione** sulle rinnovabili, facendo leva sulla forte riduzione dei costi ed incremento di efficacia delle tecnologie osservate negli ultimi anni. Le rinnovabili forniscono un **elevato grado di indipendenza** dell'Italia da approvvigionamenti esteri e possono portare ad un'elevata **riduzione del costo dell'energia** (35-40% di riduzione al raggiungimento del 70% di copertura della domanda elettrica con rinnovabili). Tale accelerazione può essere attivata attraverso **nuovi impianti** ed il **rinnovo** impianti esistenti con tecnologie a più elevata efficienza
- **Efficienza Energetica**: estendere gli **incentivi** su interventi di efficienza energetica, ma **riducendo le percentuali di copertura** dell'investimento per evitare fenomeni distortivi del mercato
- **Gas verdi**: favorire investimenti nella produzione di **biometano**, per quanto il contributo complessivo a copertura della domanda di gas rimarrà probabilmente limitato. Per quanto riguarda l'**idrogeno**, si prevede un ruolo importante come accumulo, ovvero per utilizzare l'energia elettrica rinnovabile in eccesso per produrre idrogeno verde
- **Diversificazione approvvigionamento gas**: puntare su **espansione della capacità di rigassificazione**, sia per la maggiore diversificazione geografica del mercato dell'LNG rispetto ai gasdotti, sia come elemento di **potere negoziale**. Inoltre valutare investimento in gasdotto **Eastmed**, in considerazione della buona stabilità dei Paesi fornitori

Il punto di vista dei principali player di settore

Elementi abilitanti necessari

Approccio generale

- **Velocizzare la burocrazia** e superare il lungo iter derivante dai vari enti approvatori (Enti Parchi, Sovrintendenza, etc.) e **centralizzare il coordinamento e processo approvativo**
- Favorire un quadro normativo stabile ed un **ritorno degli investimenti certo** per chi realizza impianti
- Promuovere iniziative a livello nazionale ed Europeo per agevolare lo **sviluppo di filiere di produzione** (es. nel settore delle rinnovabili) per creare un più elevato grado di indipendenza dell'Europa dal mercato mondiale degli approvvigionamenti

Rinnovabili

- Favorire lo sviluppo di manodopera qualificata attraverso **programmi di recruitment e formazione** che coinvolgano le società impegnate nella realizzazione di impianti
- Sviluppare capabilities in ambito nazionale per la realizzazione di **componenti per impianti rinnovabili e di batterie**
- Considerare la creazione di un **mercato ad hoc per l'energia rinnovabile, soprattutto per il lungo termine**, favorendo la finalizzazione di accordi a lungo termine tra produttori e consumatori (in particolare industriali). Questo darebbe certezza sul ritorno degli investimenti per i produttori e certezza sui costi di acquisto dell'energia per i consumatori

Altre leve

- Promuovere lo sviluppo di **accordi tra le utilities per finalizzazione di acquisti collettivi** attraverso contratti a lungo termine
- Prevedere la finalizzazione di **accordi a lungo termine da parte di Acquirente Unico** per favorire la stabilizzazione dei prezzi
- Prevedere **investimenti nella rete di trasmissione** per favorire lo sviluppo di un mercato più flessibile e mantenere adeguati livelli di bilanciamento ed inerzia della rete al crescere delle fonti non programmabili
- Prevedere investimenti in **capacità di rigassificazione come elemento di flessibilità e ridondanza** per il Sistema Italia

Conclusioni

Conclusioni

«Green Acceleration» è ambizioso ...

... l'Italia ha le «carte in regola»

... ma serve accelerare

20 GW/anno

capacità installata
annua di rinnovabili
nei prossimi 3 anni

190 Bcm

riduzione domanda
cumulata di gas
al 2030

68 Mt ⁽¹⁾

riduzione cumulata
emissioni di CO₂
al 2030

✓ FORTE **DISPONIBILITA' AD INVESTIRE** NEL MERCATO DELLE RINNOVABILI CON ELEVATA RICHIESTA DI CONNESSIONE FER (>**150 GW** A NOVEMBRE 2021)

✓ **LIMITATO UTILIZZO DEL SUOLO** AGRICOLO PARI ALL'**1,3%** DELLA SUPERFICIE NON UTILIZZATA

✓ **MERCATO SOSTENIBILE ANCHE SENZA INCENTIVI** GRAZIE A DIMINUZIONE DEI COSTI E AUMENTO EFFICIENZA TECNOLOGICA

✓ **GIA' INSTALLATI OLTRE 11 GW NEL 2011** PUR DISPONDENDO DI TECNOLOGIE MENO PERFORMANTI E SISTEMI MENO EFFICIENTI

Semplificare i **processi autorizzativi** alleggerendo gli **adempimenti burocratici** e garantire **stabilità normativa**

Creare **gruppi di acquisto** per l'approvvigionamento di **componenti e materiali** e prevedere adeguati **piani di formazione e recruiting** della **manodopera**

Garantire **flessibilità nelle fonti di approvvigionamento** per fronteggiare eventuali ritardi di implementazione / imprevisti (e.g. produzione nazionale, capacità «spare» sui gassificatori, ...)

Favorire la **creazione di un mercato delle rinnovabili** a lungo termine (a livello europeo) per garantire il **ritorno degli investimenti** ai produttori e **certezza dei costi** per i consumatori

Investire strutturalmente sulle infrastrutture per adeguare la rete e garantirne stabilità al crescere della potenza rinnovabile

What

Why

How

Riferimenti

- Anima, Assoclimate - Comunicazione di presentazione dell'indagine statistica 2021 «Il 2021 è stato un anno imprevedibile per il settore della climatizzazione», Marzo 2022
- ARERA - «Relazione Annuale – Stato dei Servizi 2020», 2021
- ARERA - Dati statistici, 2020
- ARERA - Elaborazione su dati del Ministero dello sviluppo economico di Terna – Bilancio Energetico Nazionale
- Assoclimate - «Libro Bianco sulle Pompe di Calore», 2020
- Commissione Europea - «REPowerEU: Joint European Action for more affordable, secure and sustainable energy», 8 marzo 2022
- Commissione Europea - «Quarterly Report on European Gas Markets – Volume 13», Q4 2020
- Convegno Biogas Italy 2021 - «Greenpossible. Nuove energie per nuovi mercati», settembre 2021
- Elettricità Futura - «La soluzione strutturale all'emergenza caro energia», 25 febbraio 2022
- ENEA - «Rapporto Annuale – Detrazioni Fiscali 2021», 2021
- ENEA - «Rapporto Annuale – Efficienza Energetica 2021», 2021
- European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) - «ACER's Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design», aprile 2022
- Gestore dei Servizi Energetici (GSE) - «Rapporto delle Attività 2020», maggio 2021
- Gestore dei Servizi Energetici (GSE) - «Rapporto Statistico – Solare Fotovoltaico», 2020
- International Energy Agency (IEA) - «A 10-Point Plan to Reduce the European Union's Reliance on Russian Natural Gas», 3 marzo 2022
- International Renewable Energy Agency (IRENA) - «Renewable Power Generation Costs in 2018», 2019
- Ministero della Transizione Ecologica (MITE) - «Informativa urgente del Governo sull'incremento dei costi dell'energia e sulle misure adottate dal Governo per contrastarne gli effetti», 16 marzo 2022
- Ministero della Transizione Ecologica (MITE) - Bilancio gas naturale, 2021
- Ministero della Transizione Ecologica (MITE) - Importazioni di gas naturale, 1990-2021
- Ministero dello Sviluppo Economico (MISE) - Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR), 2021
- Ministero dello Sviluppo Economico (MISE) - Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC), 2019
- Ministero dello Sviluppo Economico (MISE) - Strategia per la Riqualificazione Energetica del Parco Nazionale, 2020
- Politecnico di Milano, Energy & Strategy Group - «Electricity Market Report 2021», 2021
- Staffetta Quotidiana, elaborazione su dati SNAM Rete Gas, citato da La Stampa nell'articolo «Gas, consumi da record nel 2021: mai così alti negli ultimi 10 anni», Gennaio 2022
- The Oxford Institute for energy studies - «The EU plan to reduce Russian gas imports by two-thirds by the end of 2022: practical realities and implications», marzo 2022

Autori

Claudio Arcudi, Energy & Utilities Lead, Accenture Italy, Central Europe and Greece

Sandro Bacan, Innovation Lead, Accenture Italy, Central Europe and Greece

Pierfederico Pelotti, Utilities Lead, Accenture Italy, Central Europe and Greece

Sergio Tieri, Strategy & Consulting Principal Director, Accenture Italy

con il supporto di **Paola Confalonieri** Accenture Research

Ringraziamenti

A **Marco Carta**, Amministratore Delegato Agici

Al team esteso di Accenture Energy & Utilities:

Michele d'Abbieri, Andrea Locati, Krizia Perna, Ginevra Maria Martini Ugurgieri, Gaia Marullo, Arianna Dutto

Agli SME Accenture:

Giovanni Di Giorgio, Riccardo Gallottini, Matteo Mannella, Gregorio Ogliaro, Luca Venturini

Contatti: Sergio Tieri sergio.tieri@accenture.com