



CONFINDUSTRIA

## Focus Energia e Sostenibilità

n. 15 - aprile 2022

## **Sommario**

<b>1. Approfondimenti</b>	<b>1</b>
1.1 Analisi congiunturale dei prezzi dell'energia elettrica e gas	1
1.2 Le valutazioni di ACER sul mercato elettrico europeo	3
1.3 Aggiornamenti Pacchetto Fit for 55	7
1.4 Credito d'imposta energivore ex art.15 DL 4/2022 – incontro con Agenzia delle Entrate	8
<b>2. Principali novità di settore</b>	<b>12</b>
2.1 Le misure del DL Energia 17/22 (Legge 34/22) per il caro energia e lo sviluppo delle Fer	12
2.2 Gli aggiornamenti energia nel Decreto 21/22 (in fase di conversione)	23
2.3 DL 2 maggio 2022, n. 38 Misure urgenti in materia di accise e IVA sui carburanti	23
2.4 DL Aiuti, la bozza in Consiglio dei ministri	24
2.5 Decreto PNRR 2	26
2.6 PNRR: MITE firma il nuovo decreto per lo sviluppo dell'idrogeno	26
2.7 Nuove Regole Gse per Autoconsumo collettivo e Comunità energetiche	27
<b>3. Report Mercati energetici e Ambientali</b>	<b>29</b>

## 1. Approfondimenti

### 1.1 Analisi congiunturale dei prezzi dell'energia elettrica e gas

A più di 60 giorni dall'attacco della Russia all'Ucraina non si intravedono ancora all'orizzonte spiragli per una de-escalation del conflitto. La situazione di perdurante tensione continua a dominare i mercati energetici europei.

Nella giornata del 27 aprile, in risposta alla notizia che Gazprom ha improvvisamente sospeso del tutto le forniture di gas in Bulgaria e in Polonia a causa del mancato pagamento in rubli, si è registrato un rialzo di oltre +10% rispetto al giorno precedente. Con questa iniziativa, per la prima volta, la Russia coinvolge direttamente le forniture gas all'UE nell'ambito del conflitto ucraino. Nel frattempo, Polonia e Bulgaria rassicurano circa la loro capacità di affrontare l'emergenza senza dover imporre restrizioni ai consumi (la Polonia dichiara di poter contare su produzione nazionale e stoccaggi pieni all'80%, la Bulgaria su fonti di approvvigionamento alternative).

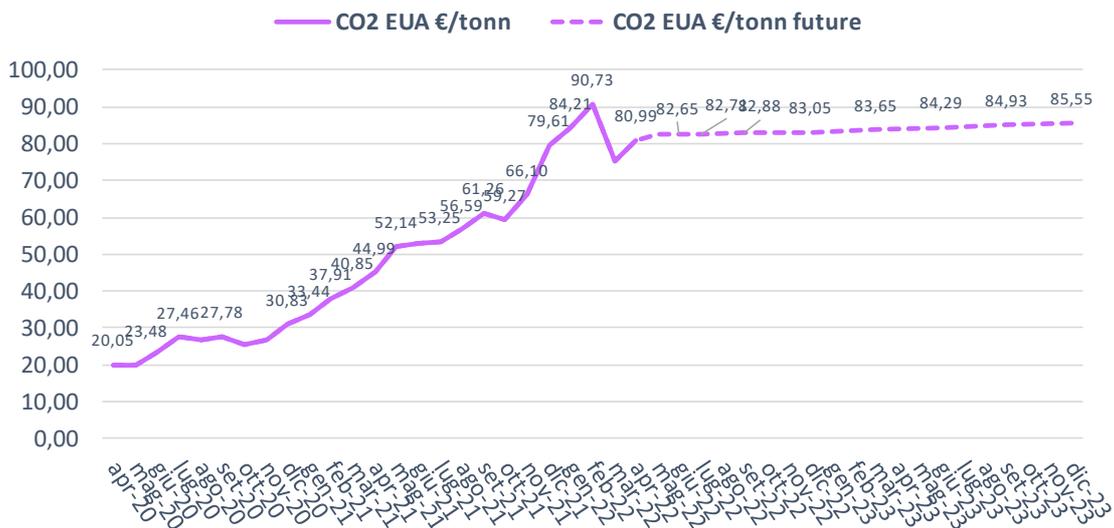
L'Europa continua le attività per affrancarsi dalla dipendenza energetica da Mosca. La ricerca della soluzione dell'Energy Trilemma (sicurezza, economicità, sostenibilità delle forniture energetiche), già di per sé non facile, rappresenta oggi la sfida chiave che l'UE dovrà affrontare negli anni a venire.

Nel frattempo, per affrontare la contingenza e i livelli estremi dei prezzi, la Commissione UE ha approvato la riforma del mercato elettrico in Spagna, con introduzione di un tetto temporaneo (per 12 mesi) al prezzo del gas e carbone utilizzati nelle centrali elettriche: il cap sarà di 40 €/MWh (meno della metà delle attuali quotazioni di mercato). Le borse dell'energia e gli operatori iberici si sono, tuttavia, dichiarati contrari ad un intervento politico 'a gamba tesa' sui mercati, soprattutto se non armonizzato a livello UE.

Per quanto riguarda l'Italia, a livello UE e nazionale, si intensificano le iniziative per la ricerca di nuove rotte di approvvigionamento gas che possano sostituire nel breve/medio periodo le quote russe. L'Italia, attraverso l'ENI, dopo il recente accordo con l'Algeria per 9 mld mc aggiuntivi di gas via tubo (di cui 3 già nel 2022), ha siglato prima di Pasqua anche un accordo con l'Egitto per volumi di GNL aggiuntivi fino a 3 mld mc nel 2022 da ritirare al terminale di Damietta, vicino Alessandria. Per confronto, si consideri che negli ultimi anni fino al 2021 l'Italia ha importato poco meno di 30 mld mc/anno di gas russo via Tarvisio. La contro-minaccia dell'UE a Mosca di un embargo al gas russo rimane tra le ipotesi come ulteriore sanzione, ma si teme il grave impatto che si avrebbe sulle economie europee (Germania e Italia in primis).

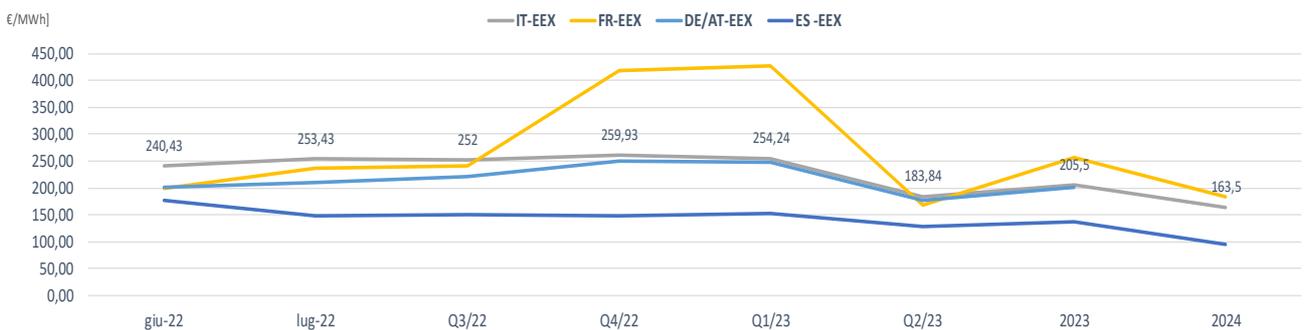
Preoccupa la situazione di scarso riempimento degli stoccaggi, soprattutto in Italia (e infatti si osserva un balzo dello spread forward PSV-TTF ai massimi pluriennali, fino a 5 cent€/mc per il prossimo anno); l'import di GNL in EU (soprattutto da USA) è in forte aumento dalla

fine del 2021; si osserva dalla seconda settimana di aprile un deciso calo dei flussi gas dalla Russia sulla rotta Ucraina, e intanto Mosca ha posticipato di un mese la minaccia dell'obbligo di pagamento del gas in rubli per i Paesi 'non amici' - spostando quindi la deadline da aprile a maggio.

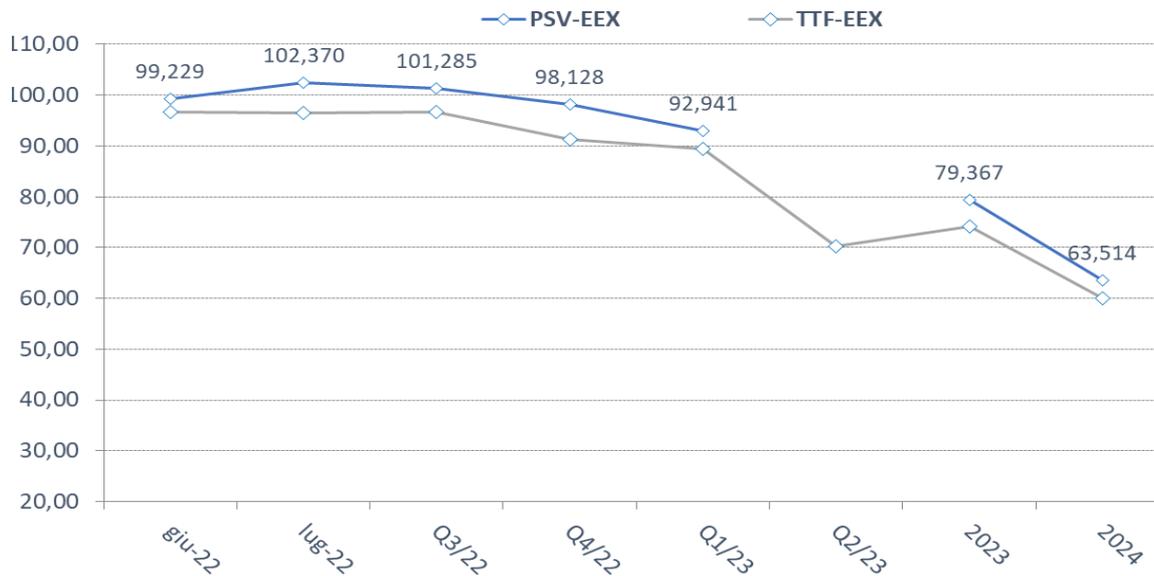


Riprende invece il movimento al rialzo della CO2 che supera nuovamente 80 €/tonn., ormai tornata vicina ai livelli pre-guerra.

Il contesto generale di rialzo estremo dei prezzi in tutto il comparto energetico si estende anche al mercato dei certificati GO - Garanzie d'Origine che attestano la provenienza dell'energia fornita da fonti rinnovabili: quotazioni GO oltre 2 €/MWh, al nuovo record storico.



Prosegue il trend rialzista sulle curve forward di medio-lungo periodo: power Ita Cal23 =205,5 €/MWh, Cal24 =163,5; gas PSV Cal23 = 79,367 c€/mc, TTF Cal23 =74,233, TTF Cal24 =60,033 c€/mc.

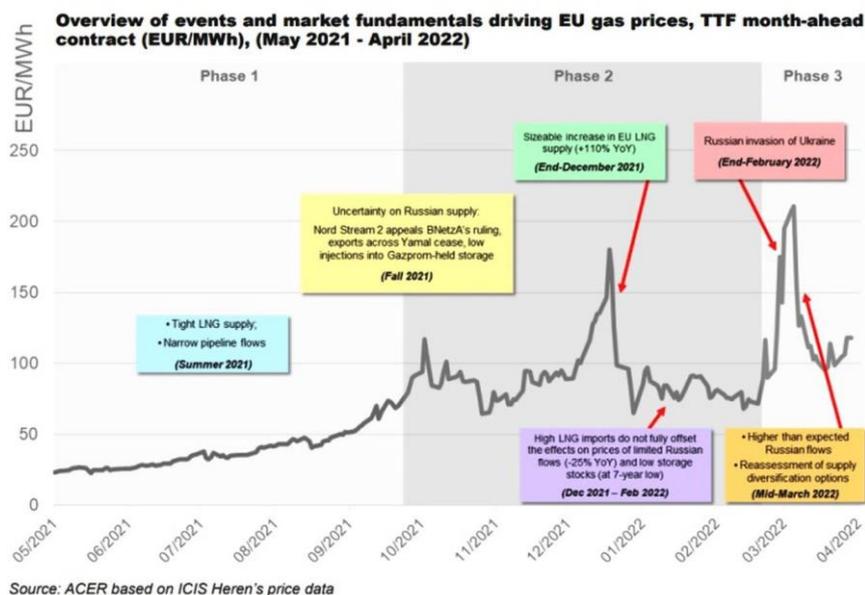
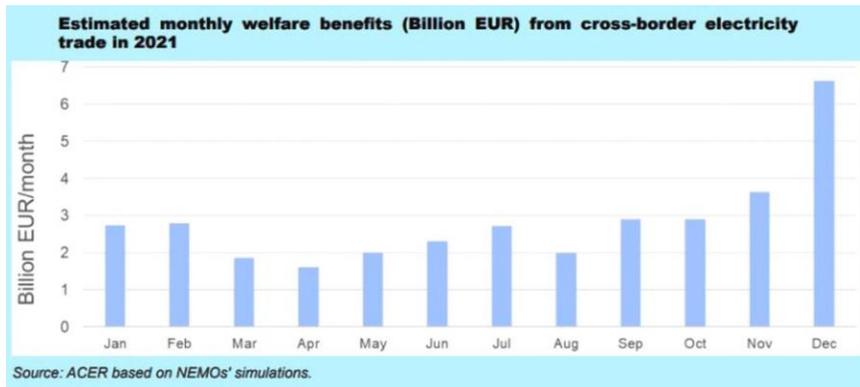


## 1.2 Le valutazioni di ACER sul mercato elettrico europeo

Nella valutazione finale del disegno del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica dell'Agenzia europea per la cooperazione tra i regolatori energetici - ACER, richiesto dalla **Commissione UE** lo scorso ottobre 2021, emerge che la struttura attuale del mercato elettrico non è responsabile della crisi in corso, ma al tempo stesso si osserva che il market design non è concepito per la **situazione di "emergenza"** in cui si trovano i Paesi Ue in questo momento, rendendo così pensabili misure eccezionali sulle quali però va mantenuta una grande cautela.

Misure di emergenza mal concepite o **segnali di prezzo distorti** a causa di interferenze nella loro formazione, possono far **regredire** l'integrazione del mercato Ue e la **concorrenza** generale, mettendo così **in pericolo** i benefici conseguiti finora e aumentando il costo complessivo della transizione energetica futura.

Il mercato UE dovrà perciò restare allettante per il gas e il Gnl dei fornitori alternativi alla Russia, con i quali si dovrà instaurare un approfondito dialogo. In tale prospettiva, secondo Acer, il tetto ai prezzi del gas suggerito da alcuni Paesi tra cui l'Italia, e introdotto nella generazione elettrica da Spagna e Portogallo, potrebbe avere effetti negativi.



Nel complesso, l'Acer ritiene che, sebbene valga la pena mantenere l'attuale struttura del mercato elettrico, alcuni miglioramenti si riveleranno fondamentali per far fronte a sfide importanti.

È necessario **accrescere** ulteriormente il livello di **integrazione** del mercato elettrico, puntando su elettrificazione dei consumi finali, installazione di fonti rinnovabili e tecnologie per aumentare la **flessibilità** del sistema (come gli accumuli), finalizzate a gestire la produzione intermittente dei parchi eolici e fotovoltaici.

In sostanza, ogni intervento dovrebbe cercare di **affrontare le "cause profonde"** del problema, cioè i prezzi alti del gas, piuttosto che i suoi sintomi (le impennate dei prezzi elettrici).

Pertanto, sarebbe opportuno perseguire misure che accelerino la **riduzione della domanda di gas** (efficienza, *fuel-switch*), e attuare sforzi aggiuntivi che possano esercitare una pressione al ribasso sui prezzi del gas (ricerca di nuove forniture), pur mantenendo prezzi che garantiscano comunque le necessarie consegne di gas naturale liquefatto.

Di seguito le principali **raccomandazioni** e proposte contenute nel rapporto:

- **Ottimizzare il funzionamento dei mercati a breve termine europei** così da favorirne l'integrazione attuando le misure già concordate a livello UE: raggiungere il 70% di capacità interzonale nel 2025, implementare il prima possibile il market coupling basato sui flussi, integrare i mercati nazionali del bilanciamento;
- guidare la transizione energetica con mercati efficienti a lungo termine, ad esempio migliorando la possibilità di accedere ai **PPA** per i soggetti più piccoli, attraverso garanzie pubbliche per ridurre i rischi e **piattaforme di aggregazione** di acquirenti e fornitori; la **liquidità** del mercato potrebbe essere stimolata per **aiutare le società indipendenti** e i trader a competere con le grandi imprese consolidate (tramite gare, misure obbligatorie o incentivi economici);
- aumentare la **flessibilità** del sistema elettrico, preservando **segnali di prezzo** liberamente determinati e competitivi;
- **proteggere i consumatori** dalla eccessiva volatilità dei prezzi, trovando un equilibrio tra garantire la responsabilità finanziaria dei fornitori di energia al dettaglio a vantaggio della fiducia dei consumatori e della stabilità del mercato, e mantenere il mercato aperto a nuovi fornitori per ridurre i costi.

**In summary, ACER puts forward the following 13 measures for the consideration of policymakers**

**13 measures for the consideration of policymakers, future-proofing the EU wholesale electricity market design**

**ACER**   
European Agency for the Cooperation of Energy Regulators

<p> <b>1.</b> Speed up electricity market integration, implementing what is already agreed</p>	<p> <b>2.</b> Improve access to renewable Power Purchase Agreements (PPAs)</p>	<p> <b>3.</b> Improve the efficiency of renewable investment support schemes</p>
<p> <b>4.</b> Stimulate 'market making' to increase liquidity in long-term markets</p>	<p> <b>5.</b> Better integrate forward markets</p>	<p> <b>6.</b> Review (and potentially reduce, if warranted) collateral requirements</p>
<p> <b>7.</b> Preserve the wholesale price signal and remove barriers to demand resources providing flexibility</p>	<p> <b>8.</b> Shield those consumers that need protection the most from price volatility</p>	<p> <b>9.</b> Tackle avoidable supplier bankruptcies, getting the balance right</p>
<p> <b>10.</b> Tackle non-market barriers, ensuring generation and infrastructure is built at pace</p>	<p> <b>11.</b> Consider prudently the need for market interventions in situations of extreme duress; if pursued, consider tackling 'the root causes'</p>	<p> <b>12.</b> Consider public intervention to establish hedging instruments against future price shocks</p>
<p> <b>13.</b> Consider a 'temporary relief valve' for the future when wholesale prices rise unusually rapidly to high levels</p>	<p></p>	<p style="background-color: #0070C0; color: white; padding: 2px;"><b>Want to learn more?</b></p> <p>Check out the full report on ACER's Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design.</p>

[www.acer.europa.eu](http://www.acer.europa.eu) [in linkedin.com/company/eu-acer/](https://www.linkedin.com/company/eu-acer/) [twitter.com/eu\\_acer](https://twitter.com/eu_acer)

## È poi necessario secondo ACER:

- affrontare le **barriere non di mercato** e gli ostacoli politici alla realizzazione delle infrastrutture necessarie e prepararsi per futuri prezzi alti dell'energia da "tempo di pace", mantenendosi "molto prudenti" nei confronti dell'intervento sul mercato all'ingrosso in "**tempo di guerra**", in particolare prendendone in considerazione le cause di fondo, attualmente il **prezzo del gas**, più che indirizzarle al mercato elettrico.

Quanto a possibili **misure più strutturali** per il futuro, l'Acer indica alcune opzioni in discussione nei circoli accademici per proteggersi da periodi futuri di prezzi dell'energia elevati e sostenuti. Queste non sono opzioni immediate per alleviare gli attuali prezzi straordinari, ma possono alleviare possibili preoccupazioni su futuri shock dei prezzi dell'energia. Una di queste è una "**valvola di sfogo temporanea**" quando i prezzi all'ingrosso dell'elettricità cambiano in modo insolitamente rapido e restano a livelli elevati per un periodo prolungato.

Il modello potrebbe essere il meccanismo "**Peaker Net Margin**" in vigore in Texas o la "**Cumulative Pricing Threshold**" australiana, in pratica dei cap temporanei di prezzo che scattano a determinate condizioni, con meccanismi di compensazione per i produttori che dimostrano di avere costi superiori - come apparentemente sta avvenendo per la proposta di "cap" spagnola.

Un'altra è un'**opzione finanziaria**, a volte soprannominata "opzione convenienza" economica, opzione di affidabilità - di cui è un esempio il **capacity market italiano**. In base a questo genere di schemi, spiega Acer, "regolatori o altri enti pubblici possono acquistare a lungo termine strumenti di copertura per conto di (gruppi di) consumatori. Questo trasferisce il rischio dai consumatori (che di solito sono avversi al rischio e hanno pochi mezzi o conoscenze per coprirsi adeguatamente) ai produttori di elettricità che possono fornire la copertura. Tale trasferimento, a sua volta, crea la necessità per i produttori di coprirsi (ad esempio costruendo risorse flessibili), aumentando così la liquidità nei mercati a lungo termine". Esempi di questo genere sono appunto la "**reliability option**" applicata nel capacity italiano e irlandese, "**affordability options**" e meccanismi **cap-and-floor**. Ovviamente tutte queste misure hanno un costo (nessuna assicurazione è gratuita), la cui allocazione potrebbe essere subordinata a diverse considerazioni politiche, osserva ACER, aggiungendo in generale che ciascuna delle misure straordinarie discusse "presenta vantaggi e svantaggi".

A livello di **mercato retail** ACER sottolinea l'utilità di meccanismi come il **Financial Responsibility Principle** introdotto in UK, che obbliga i venditori a una solidità finanziaria e a una prudenza operativa tale da limitare i rischi sistemici derivanti da fallimenti e simili. Allo

stesso tempo l'agenzia rimarca che è necessario identificare un equilibrio con l'esigenza di mantenere il mercato aperto all'ingresso di nuovi operatori in grado di competere sui prezzi.

### ACER Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design

#### **1.3 Aggiornamenti Pacchetto Fit for 55**

La crisi energetica e geopolitica non sembra rallentare i lavori in Parlamento europeo e in Consiglio dell'UE in relazione ai diversi dossier del Fit-for-55, che procedono senza sosta. Nonostante la centralità delle discussioni sulla situazione corrente e l'attivismo della Commissione europea (che porterà alla pubblicazione, il 18 maggio prossimo, di una serie di iniziative legislative e non per affrontare il caro prezzi e ridurre le dipendenze dai combustibili fossili importati dalla Russia) il Fit-for-55 continua ad essere oggetto di negoziazioni senza sosta. A tal proposito, vale la pena specificare che a breve è atteso il Piano REPowerEU; una proposta per ottimizzare il design del mercato elettrico comunitario; e una proposta per accelerare il rilascio delle autorizzazioni per lo sviluppo delle rinnovabili e dei Power Purchase Agreement.

Tornando allo stato dei lavori del Fit-for-55, lato Parlamento europeo, i diversi dossier, seppur a differenti velocità, sono al vaglio delle forze politiche in vista del raggiungimento di un accordo sugli emendamenti di compromesso e successive votazioni nelle commissioni di merito e in plenaria. Nello specifico, se i tempi si allungassero per la revisione della Direttiva sulle energie rinnovabili e della Direttiva sull'efficienza energetica, con votazioni nella Commissione di merito - ovvero quella per l'industria, la ricerca e l'energia (ITRE) - previste, rispettivamente, per il mese di giugno e luglio, le discussioni sulla riforma del sistema per lo scambio di quote di emissione (ETS) e la proposta di introduzione di un meccanismo di aggiustamento del carbonio alla frontiera (CBAM) dovrebbero concludersi nella Commissione per l'ambiente, la sanità pubblica e la sicurezza alimentare (ENVI) entro la prima metà di maggio. Le prossime settimane, pertanto, saranno fondamentali per cercare di allineare quanto più possibile gli emendamenti di compromesso su ETS e CBAM alle istanze del sistema industriale italiano.

Sul fronte del Consiglio dell'UE, invece, continuano a ritmi serrati i lavori sulla revisione della Direttiva sulle energie rinnovabili e della Direttiva sull'efficienza energetica. Si prospetta, infatti, la possibilità che gli Stati membri raggiungano un accordo sugli orientamenti generali dei due file già al Consiglio dei ministri dell'energia di giugno. Di converso, le criticità da dirimere in riferimento alla riforma del sistema ETS continuano ad essere numerose, aumentando così la possibilità che non si raggiunga un *general approach* sotto Presidenza francese. Con il raggiungimento di un accordo tra i 27 Stati membri lo scorso 15 marzo, invece, si sono, chiuse le negoziazioni sul CBAM.

#### **1.4 Credito d'imposta energivore ex art.15 DL 4/2022 – incontro con Agenzia delle Entrate**

Il 5 aprile u.s. si è svolto un incontro di carattere interlocutorio con l'Agenzia delle Entrate (AE), al fine di rappresentare i principali dubbi applicativi connessi alla disciplina del credito di imposta per le aziende energivore (DL 27 gennaio 2022, n. 4) al quale hanno partecipato anche i rappresentanti dell'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente (ARERA) e della Cassa Servizi Energetici e Ambientali (CSEA). Molti sono stati i punti sottoposti all'attenzione e l'AE si è impegnata ad affrontarli in una circolare interpretativa della quale abbiamo sollecitato una tempestiva pubblicazione.

Per prima cosa si è chiesto di chiarire il concetto di "imprese a forte consumo di energia elettrica di cui al decreto del Ministro dello sviluppo economico 21 dicembre 2017" cui fa riferimento l'art 15 del citato DL n. 4/2022. L'articolo non cita espressamente l'elenco delle imprese energivore che annualmente viene pubblicato presso la CSEA, e ha fatto insorgere il dubbio che potessero essere considerate "energivore" anche le aziende che rispettavano i requisiti di cui sopra ma non hanno raggiunto l'*energy intensity* necessaria per accedere alle agevolazioni sulle componenti parafiscali. Su questo l'AE ha anticipato che è un tema interpretativo non di sua competenza ma che affronterà con il supporto dell'ARERA. L'ARERA e la CSEA optano per una interpretazione restrittiva. Di fatto la norma avrebbe dovuto precisare: "le imprese energivore iscritte nell'elenco di cui al DM 2017". Infatti, la classificazione come azienda energivora non può prescindere dall'iscrizione dell'azienda stessa nell'elenco presso la CSEA per ciascun anno di competenza. La stessa CSEA ha specificato che quando l'azienda accede al portale della CSEA innanzitutto inserisce i dati che attestino la presenza della soglia di consumo minimo e l'inclusione del codice Ateco nelle liste dei settori elegibili. Qualora, però, in base ai dati di consumo, l'azienda non risultasse avere gli indici di energivorezza richiesti per accedere alle agevolazioni sulla componente ASOS, la CSEA non consentirà di inviare la dichiarazione per l'iscrizione nell'elenco. Le aziende che risultano negli elenchi energivori (che sono in continuo aggiornamento) catalogate in classe zero sono quelle in fase di istruttoria e per le quali le verifiche sono ancora in corso e che verranno, una volta completata l'istruttoria, collocate nella classe di agevolazione di appartenenza. Peraltro, il riferimento alle aziende energivore iscritte nell'elenco presso la CSEA consentirebbe all'Agenzia delle Entrate un più agevole processo di controllo, essendo aziende che per accedere alle agevolazioni sono già state sottoposte a controlli sulla veridicità dei dati dichiarati.

Un altro punto sottoposto all'attenzione dell'AE al quale ha risposto, per ora, informalmente l'ARERA riguarda la necessità di precisare il concetto di "componente energetica". Sul punto è stato chiarito che in linea generale la bolletta è costituita da 4 parti. La prima relativa alla quota energia, la seconda alla quota trasporto, la terza alla parte degli oneri generali e la quarta relativa alle accise. In rari casi c'è anche una ulteriore voce relativa alla componente finanziaria che riguarda la garanzia di copertura del contratto. Il credito di imposta dovrebbe, dunque, applicarsi alla quota energia che comprende il prezzo del kWh, le perdite e il

dispacciamento. L'ARERA si è dichiarata disponibile a dare piena collaborazione all'AE per rispondere al meglio a questo dubbio interpretativo. Per quanto concerne, invece, il concetto di spese sostenute si dovrebbe far riferimento al momento del prelievo dalla rete dell'energia che viene accertato anche tramite i dati dei misuratori che certificano il consumo e non, invece, con riferimento alle fatture che sono temporalmente successive. L'AE dovrebbe invece dare risposta autonoma, in apposita circolare, su altri elementi come quello che attiene ai soggetti neo-costituiti, che non hanno un parametro relativo all'ultimo trimestre 2019 per operare il raffronto; le modalità di calcolo del credito di imposta anche ove siano intervenute operazioni straordinarie, al fine di consentire anche ai soggetti rivenienti da tali operazioni di fruire del credito di imposta; chiarire esplicitamente il concetto di "sussidi", rilevante al fine della determinazione dei costi; le modalità di utilizzo del credito, le modalità di indicazione del credito di imposta in dichiarazione dei redditi, le regole di cumulo con altri incentivi che insistono sui medesimi costi e la documentazione che l'impresa deve aver cura di raccogliere e conservare al fine di eventuali controlli.

### **1.5 Criticità interruzione gas settori industriali - nota al Comitato emergenza gas del MiTE**

A metà del mese di aprile, dopo espressa richiesta del Presidente Aurelio Regina, Confindustria ha incontrato il Direttore Generale per le Infrastrutture e la sicurezza energetica del Mite nonché membro del Comitato tecnico di emergenza e monitoraggio del sistema del gas naturale, per sottoporre alla sua attenzione delle prime osservazioni da parte del sistema industriale in ordine ad un possibile stato di emergenza che dovesse incidere sulla regolarità delle forniture gas.

È stata espressa la necessità di poter rappresentare al meglio le istanze del settore industriale che, in vista di eventuali misure emergenziali, possa rappresentare sia le criticità legate ad eventuali interruzioni sia disporre di uno spazio temporale congruo per poter pianificare al meglio la produzione ed evitare così importanti perdite economiche.

Anche se l'eventualità di uno stato di terzo livello di allarme appare, per ora, improbabile, il Comitato ritiene utile e necessario cercare le soluzioni meno impattanti per il settore industriale per casi di eventuali interruzioni della fornitura di gas. Confindustria ha quindi redatto una nota riportando i primi elementi di criticità identificando da un lato quali sono i settori che risultano impossibili da staccare dalla fornitura gas per ragioni tecniche legate al ciclo produttivo e di salvaguardia dell'impianto o che necessitano di una rampa di riduzione progressiva e dall'altro identificando quelli che sono i settori relativi a produzioni "essenziali" a prescindere dalla loro interrompibilità tecnica.

A breve Confindustria verrà audita dal Comitato di sicurezza interfacciandosi anche con Snam e Terna al fine di meglio rappresentare le istanze del mondo industriale in relazione

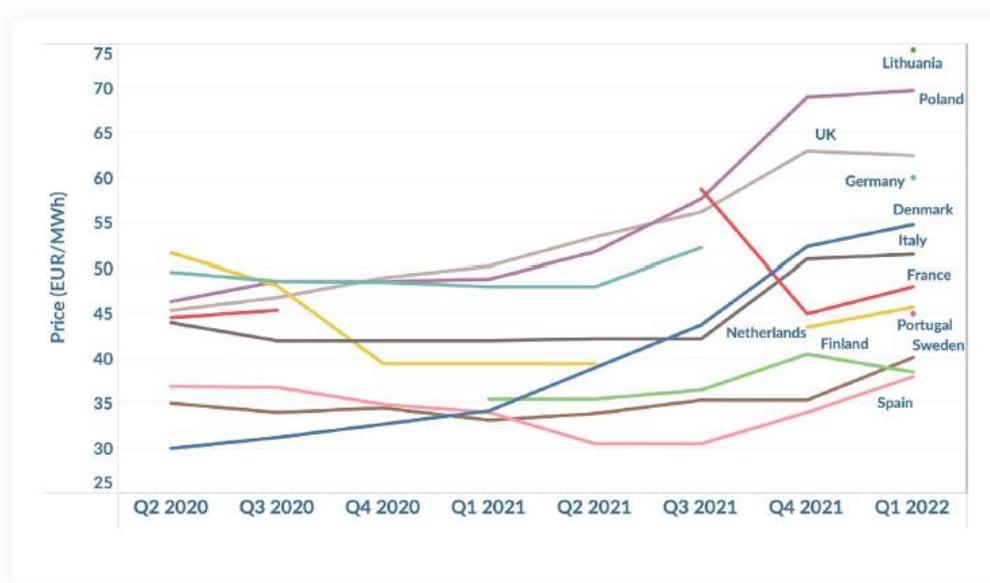
all'ipotesi di interruzione delle forniture gas, per garantire al meglio la sicurezza e la competitività degli impianti industriali.

## 1.6 Cresce ancora il prezzo medio dei PPA

L'ultimo rapporto LevelTen Energy ha messo in evidenza il trend dell'indice trimestrale che monitora i cosiddetti accordi noti come **Power Purchase Agreement (PPA)** di 14 Paesi europei, ovvero gli accordi di fornitura di energia elettrica conclusi tra due parti nel lungo termine.

L'indice ha confermato che **i prezzi dei contratti sulle rinnovabili** sono saliti del 28,5% in Nord America, e del 27,5% in Europa, nel corso dell'ultimo anno.

Da gennaio a marzo 2022, i prezzi medi dei contratti PPA sono cresciuti dell'8,6% rispetto al trimestre precedente e, anno su anno, del 27,5% (pari a un rincaro di 12,30 euro per MWh) - attestandosi sul valore di 57 euro al MWh. Su base trimestrale, l'aumento è più pronunciato per i contratti PPA sull'eolico, che aumentano del 12,4% fermandosi a 64 euro al MWh, e meno per quelli sul fotovoltaico, che crescono del 4,1% portandosi a 49,92 euro al MWh. Su base annuale, i prezzi dei contratti PPA sull'eolico sono cresciuti del 31,1% (+16,28 euro al MWh), quelli sul fotovoltaico del 20% (+8,32 euro al MWh).



LEVELTEN ENERGY - Q1 2022 PPA PRICE INDEX EU

La situazione è diversa da Paese a Paese. Dopo il balzo in avanti del trimestre precedente (+20,9%, da 42 a 51 euro al MWh), in Italia da gennaio a marzo 2022 il prezzo dei contratti PPA per il fotovoltaico è cresciuto solo leggermente (vedi grafico). Per il fotovoltaico, l'aumento più significativo su base trimestrale si è registrato in Svezia (+13,4%) e in Spagna

(+11,8%), dove è molto forte la domanda di contratti PPA da parte di venditori e aziende. In Danimarca il prezzo dei contratti PPA per il fotovoltaico è cresciuto del 60% anno su anno, grazie all'integrazione con la rete tedesca e dell'Europa centrale, dove i prezzi dell'elettricità all'ingrosso sono stati molto alti. Per quanto riguarda l'eolico, i prezzi sono cresciuti soprattutto in Finlandia (+31,7%) e in Spagna (+26,5%), mentre sono crollati nel Regno Unito (-13,6%) a causa dell'aumento dell'offerta.

In generale, dati gli alti prezzi, il rapporto registra una tendenza dei produttori di energia rinnovabile a vendere sul mercato spot. Questo riduce l'offerta e far lievitare i prezzi dei contratti PPA. I costi più alti potrebbero tradursi in un rallentamento della domanda, tra l'altro proprio in un momento in cui l'ONU ha lanciato un appello affinché il mondo acceleri nella transizione verso **forme di energia pulita**, al fine di scongiurare le conseguenze peggiori del riscaldamento globale.

## 2. Principali novità di settore

### 2.1 Le misure del DL Energia 17/22 (Legge 34/22) per il caro energia e lo sviluppo delle Fer

#### **MISURE PER IL CARO ENERGIA**

- Gli articoli 1 e 2 hanno previsto per il secondo trimestre 2022 l'azzeramento delle aliquote relative agli oneri generali di sistema applicate alle utenze non domestiche in bassa tensione fino a 16,5 kW e con potenza disponibile pari o superiore a 16,5 kW, anche connesse in media e alta/altissima tensione. Viene sempre prevista l'applicazione dell'aliquota ridotta dell'imposta sul valore aggiunto (IVA) del 5% alle somministrazioni di gas metano per gli usi civili e industriali e l'azzeramento delle aliquote relative agli oneri generali di sistema del gas.
- L'articolo 4 prevede un contributo straordinario a parziale compensazione dei maggiori oneri sostenuti per l'eccezionale innalzamento dei costi dell'energia, sotto forma di credito d'imposta, a favore delle imprese energivore che hanno subito nel primo trimestre 2022 un incremento del costo per kWh, al netto delle imposte e degli eventuali sussidi, superiore al 30% rispetto a quello relativo al medesimo periodo dell'anno 2019, anche tenuto conto di eventuali contratti di fornitura di durata stipulati dall'impresa. Il credito d'imposta è pari al 20% delle spese sostenute per la componente energetica acquistata ed effettivamente utilizzata nel secondo trimestre 2022. Tale credito è riconosciuto nel secondo trimestre 2022 anche con riferimento alla spesa sostenuta dalle medesime imprese per l'energia elettrica prodotta e autoconsumata, superando le difficoltà di applicazione per le imprese in assetto cogenerativo.
- Analogamente l'articolo 5 prevede un contributo straordinario, sotto forma di credito d'imposta pari al 15% della spesa sostenuta per l'acquisto del gas naturale necessario alle proprie attività industriali, a favore delle imprese a forte consumo di gas. Il contributo è concesso alle imprese che registrano un consumo annuale medio di gas pari ad almeno 94.582 Sm<sup>3</sup>/anno, operando in uno degli specifici settori industriali individuati nell'elenco allegato al decreto del Ministro della transizione ecologica del 21 dicembre 2021, n. 541. Il contributo è consentito solamente per il secondo trimestre 2022. La misura, se analizzata nel combinato disposto con il successivo articolo 16 (rafforzamento della sicurezza di approvvigionamento di gas naturale a prezzi equi), potrebbe essere considerata un parziale intervento "ponte" rispetto agli interventi strutturali di rilascio della produzione nazionale di gas attraverso contratti decennali.
- Un'altra importante misura è quella prevista dall'articolo 16 che prevede misure per fronteggiare l'emergenza caro energia attraverso il rafforzamento della sicurezza di approvvigionamento di gas naturale a prezzi equi affidando al GSE l'avvio delle procedure di rilancio e incremento della produzione nazionale di gas naturale attraverso

procedure rivolte ai titolari di concessioni di coltivazione di gas naturale, ricadenti nella terraferma, nel mare territoriale e nella piattaforma continentale. ARERA dovrà riconoscere agli investitori equa remunerazione per investimenti necessari ad incrementare la produzione nazionale. La Produzione Nazionale incrementale - stimabile in circa 2,2 Mld/a - sarà allocata ai clienti finali industriali secondo i criteri definiti da successivi decreti e per un terzo riservate alle PMI a prezzi che dovranno garantire la copertura dei costi ed un'equa remunerazione sul capitale investito. Confindustria ritiene che la misura sia rilevante sul piano strutturale della politica energetica e che nelle more di disponibilità della nuova produzione, la procedura dovrebbe erogare - ai clienti industriali che si impegnano a ritirare il gas a lungo termine attraverso i contratti predisposti dal GSE - l'anticipazione dei benefici finanziari (attraverso credito di imposta e/o swap prezzi correnti vs prezzi forward 2024).

- L'art 16 bis infine introduce una misura che disciplina l'offerta da parte del GSE di un servizio di ritiro e di acquisto di energia elettrica da fonti rinnovabili prodotta da impianti stabiliti nel territorio nazionale, mediante la stipulazione di contratti di lungo termine di durata pari ad almeno tre anni. Il GSE procede alla stipulazione di contratti di vendita dell'energia elettrica da fonti rinnovabili, garantendo che la medesima energia sia ceduta prioritariamente ai clienti industriali, alle piccole e medie imprese e ai clienti localizzati nelle isole maggiori e che partecipino al servizio di interrompibilità e riduzione istantanea insulare, garantendo che i prezzi "calmierati" siano direttamente praticati ai clienti finali con priorità ai clienti finali energivori, con attenzione alle isole Sicilia e Sardegna.

### **MISURE LO SVILUPPO DELLE FER**

Il Decreto contiene una serie di misure che si inseriscono nel percorso di semplificazione, in materia energetica, già avviato, volte tra l'altro a:

- semplificare le procedure autorizzative per la realizzazione di interventi di efficienza energetica per piccoli impianti a fonti rinnovabili (impianti solari fotovoltaici e termici sugli edifici o su strutture e manufatti fuori terra diversi dagli edifici) attraverso l'eliminazione di permessi, autorizzazioni o atti amministrativi di assenso, ad eccezione di aree o immobili sottoposti a vincoli previsti dal codice dei beni culturali e del paesaggio;
- precisare che i procedimenti autorizzativi di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili su aree idonee, in cui l'autorità competente in materia paesaggistica si esprime con parere obbligatorio e non vincolante, comprendono anche quelli di valutazione di impatto ambientale;

- razionalizzare le procedure autorizzative per gli impianti offshore anche attraverso l'estensione dell'autorizzazione unica alle opere di connessione alla rete e l'introduzione di disposizioni per garantire il rispetto delle aree sottoposte a vincoli ambientali.

Di seguito il **riepilogo** delle novità più importanti in tema di rinnovabili:

### **SEMPLIFICAZIONI PER IMPIANTI A FONTI RINNOVABILI FINO A 20 MW**

L'articolo 9 contiene una serie di semplificazioni delle opere connesse all'installazione di impianti a fonti rinnovabili volte a:

- estendere la procedura autorizzativa semplificata (PAS) a opere connesse: per interventi di modifica non sostanziale che determinino un incremento della potenza installata e la necessità di ulteriori opere connesse senza incremento dell'area occupata, la realizzazione delle medesime opere connesse è soggetta alla procedura semplificata;
- modificare la definizione di sito relativo a impianto eolico, con maggiore flessibilità su angolazioni e tolleranza lunghezza impianto;
- introdurre ulteriori semplificazioni per gli impianti solari, fotovoltaici e termici sugli edifici, compresi gli eventuali potenziamenti o adeguamenti della rete esterni alle aree dei medesimi edifici, strutture e manufatti: sono considerati interventi di manutenzione ordinaria e non sono subordinate all'acquisizione di permessi, autorizzazioni o atti amministrativi di assenso comunque denominati, compresi quelli previsti dal codice dei beni culturali e del paesaggio, a eccezione degli impianti installati in aree o immobili ed aree di notevole interesse pubblico, individuati mediante apposito provvedimento amministrativo.

Inoltre, la PAS è stata estesa a: (i) opere di connessione e infrastrutture necessarie per l'attività di costruzione ed esercizio di impianti fotovoltaici di potenza fino a 20 MW localizzati in aree a destinazione industriale, produttiva o commerciale nonché in discariche ovvero in cave; (ii) progetti di nuovi impianti fotovoltaici da realizzare nelle aree classificate idonee, di potenza fino a 10 MW; (iii) impianti agro-voltaici che distino non più di 3 chilometri da aree a destinazione industriale, artigianale e commerciale.

È stata altresì innalzata la soglia per la verifica di assoggettabilità alla VIA degli impianti industriali non termici per la produzione di energia, vapore e acqua calda con potenza complessiva superiore a 20 MW (anziché 1 MW), purché il proponente alleggi un'autodichiarazione dalla quale risulti che l'impianto non si trova all'interno di aree comprese tra quelle specificamente elencate e individuate ai sensi del DM MiSE 2010 (aree particolarmente sensibili e/o vulnerabili alle trasformazioni territoriali o del paesaggio).

La dichiarazione di inizio lavori asseverata (DILA) è estesa agli impianti fotovoltaici con moduli a terra la cui potenza elettrica risulta inferiore a 1 MW, nonché alle opere connesse e alle infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli stessi impianti situati in aree idonee, non sottoposte alle norme di tutela ai sensi del codice dei beni culturali e del paesaggio (e al di fuori delle zone interessate da agglomerati urbani che rivestano carattere storico, artistico e di particolare pregio ambientale), per la cui realizzazione non sono previste procedure di esproprio.

### **REQUISITI DEGLI IMPIANTI TERMICI**

L'articolo 9-bis modifica la disciplina relativa ai requisiti e al dimensionamento degli impianti termici dettata all'articolo 5 del D.P.R. 412/1993.

Per effetto di tale intervento:

- le pompe di calore a gas rientrano tra gli impianti che, anche se installati dopo il 31 agosto 2013, non devono essere collegati ad appositi camini, canne fumarie o sistemi di evacuazione dei prodotti della combustione, con sbocco sopra il tetto dell'edificio alla quota prescritta dalla regolamentazione tecnica vigente;
- l'installazione delle pompe di calore a gas è sottoposta ai requisiti tecnici attualmente previsti per i generatori di calore a gas a condensazione (per i quali è stabilito che i prodotti della combustione devono avere emissioni medie ponderate di ossidi di azoto non superiori a 70 mg/kWh, misurate secondo le norme di prodotto vigenti);
- le pompe di calore a gas, comprese quelle dei generatori ibridi, devono avere un rendimento superiore a quello previsto all'articolo 4, comma 6, lettera b), del regolamento concernente attuazione della direttiva 2002/91/CE sul rendimento energetico in edilizia (D.P.R. n. 59/2009).

### **IMPIANTI FOTOVOLTAICI FLOTTANTI**

Con l'articolo 9-ter si dispone

- applicazione della PAS all'attività di realizzazione e di esercizio di impianti solari fotovoltaici di potenza fino a 10 MW, comprese le opere funzionali alla connessione alla rete elettrica, collocati in modalità flottante sullo specchio d'acqua di invasi e di bacini idrici, compresi gli invasi idrici nelle cave dismesse, o installati a copertura dei canali di irrigazione, fatte salve le disposizioni in materia di VIA e di tutela delle risorse idriche e

ad eccezione degli impianti installati in bacini d'acqua che ricadono all'interno delle aree di notevole interesse pubblico e aree protette;

- adozione, entro 90 giorni con DM MiTE di concerto con MIMS e MEF, previa intesa in Conferenza Unificata, dei criteri per l'inserimento e l'integrazione degli impianti sotto il profilo ambientale, anche al fine di assicurare un'adeguata superficie di soleggiamento dello specchio d'acqua e una corretta posizione dell'impianto rispetto alle sponde e alla profondità del bacino.

### **MODELLO UNICO SEMPLIFICATO**

Viene altresì prevista, entro 60 giorni con DM MiTE, di concerto con il Ministro degli affari regionali, l'individuazione delle condizioni e delle modalità per l'estensione del modello unico semplificato agli **impianti di potenza superiore a 50 kW e fino a 200 kW**, realizzati sugli edifici (art. 10).

### **IMPIANTI FOTOVOLTAICI E TERMICI SULLE AREE INDUSTRIALI**

Con l'articolo 10-bis si consente di installare nelle aree industriali, in deroga agli strumenti urbanistici comunali e agli indici di copertura esistenti, impianti solari fotovoltaici e termici che coprano una superficie non superiore al 60 per cento dell'area industriale di pertinenza. Gli impianti possono essere installati su strutture di sostegno appositamente realizzate.

### **AUTOCONSUMO A 10 KM**

L'articolo 10-ter del decreto interviene sulla disciplina dell'*autoconsumatore di energia rinnovabile*, e dunque sull'articolo 30 del decreto legislativo n. 199/2021.

Si specifica che l'autoconsumo può avvenire anche con uno o più impianti Fer ubicati presso **edifici o in siti diversi** da quelli presso il quale l'autoconsumatore opera, fermo restando che tali edifici o siti devono essere nella disponibilità dell'autoconsumatore stesso.

In tal caso, inoltre, l'impianto può essere **direttamente interconnesso** all'utenza del cliente finale con un **collegamento** fino a **10 chilometri**, al quale non possono essere allacciate utenze diverse.

Si consente poi all'autoconsumatore di energia rinnovabile che utilizza la rete di distribuzione esistente per condividere l'energia prodotta dagli impianti a fonti rinnovabili e

la consuma nei punti di prelievo nella propria titolarità, l'accesso agli strumenti di incentivazione per la condivisione dell'energia (autoconsumo collettivo o comunità energetiche, art 8 e 31 del d.lgs. 199/2021).

Nel caso di un autoconsumatore da un impianto direttamente interconnesso all'utenza, quest'ultimo può accedere invece, in presenza ei presupposti, agli incentivi per gli impianti di potenza superiore a 1 MW (articolo 6 del d.lgs 199/2021), per i piccoli impianti (articolo 7) e per la condivisione dell'energia (articolo 8).

In questi casi, gli **oneri generali di sistema** sono applicati nella stessa misura applicata alla condivisione dell'energia prodotta dagli impianti a fonti rinnovabili mediante rete di distribuzione esistente.

#### **FOTOVOLTAICO IN AREA AGRICOLA**

L'articolo 11 introduce deroghe all'art. 65, c. 1, D.L. n. 1/2012, che vieta agli impianti solari fotovoltaici con moduli collocati a terra in aree agricole di accedere agli incentivi statali per le fonti energetiche rinnovabili (FER).

Nello specifico, è previsto che:

- l'accesso agli incentivi viene consentito a: i) gli **impianti agrovoltaici** subordinatamente alla contestuale realizzazione di sistemi di monitoraggio che consentano di verificare l'impatto sulle colture, il risparmio idrico, la produttività agricola per le diverse tipologie di colture e la continuità delle attività delle aziende agricole interessate, da attuare sulla base di linee guida adottate dal Consiglio per la ricerca in agricoltura e l'analisi dell'economia agraria, in collaborazione con il Gestore dei servizi energetici (GSE), entro trenta giorni dalla data di entrata in vigore della presente disposizione; ii) **impianti solari fotovoltaici flottanti** da realizzare su superfici bagnate ovvero su invasi artificiali di piccole o grandi dimensioni ove compatibili con altri usi.

Le particelle su cui insistono gli impianti fotovoltaici di cui ai commi da 1-quater a 1-sexies (agrovoltaici e flottanti), anche a seguito di frazionamento o trasferimento a qualsiasi titolo dei terreni, non possono essere oggetto di ulteriori richieste di installazione di impianti fotovoltaici per dieci anni successivi al rilascio degli incentivi statali.

- l'accesso agli incentivi non è invece più consentito a: i) gli **impianti fotovoltaici con moduli collocati a terra**, a condizione che occupino una superficie complessiva non superiore al 10 per cento della superficie agricola aziendale; ii) gli **impianti agrovoltaici** che prevedano la realizzazione dei sistemi di monitoraggio ai fini della verifica e della

attestazione della continuità dell'attività agricola e pastorale sull'area interessata e occupino una superficie complessiva non superiore al 10 per cento della superficie agricola aziendale.

## **SEMPLIFICAZIONE PER IMPIANTI RINNOVABILI IN AREE IDONEE**

In tema **semplificazione per impianti rinnovabili in aree idonee**, l'**art. 12** prevede:

- l'aggiornamento **linee guida FER** per l'autorizzazione degli impianti a fonti rinnovabili con decreto del Ministero della transizione ecologica, di concerto con il Ministero della cultura, previa intesa in sede di Conferenza unificata;
- che, nei decreti per la definizione della disciplina inerente alle **aree idonee**, è privilegiato l'utilizzo, oltre che di superfici di strutture edificate, quali capannoni industriali e parcheggi, anche di aree a destinazione industriale, artigianale, per servizi e logistica;
- un ampliamento della **definizione aree idonee**. Al riguardo, si prevede che, nelle more dell'individuazione delle aree idonee, siano considerate come tali: i) i siti dove sono già installati impianti della stessa fonte e in cui vengono realizzati interventi di modifica non sostanziale nonché, per i soli impianti solari fotovoltaici, i siti in cui sono presenti impianti fotovoltaici sui quali, senza variazione dell'area occupata o comunque con variazioni dell'area occupata sono eseguiti interventi di modifica sostanziale per rifacimento, potenziamento o integrale ricostruzione, anche con l'aggiunta di sistemi di accumulo di capacità non superiore a 3 MWh per ogni MW di potenza dell'impianto fotovoltaico; ii) esclusivamente per gli impianti fotovoltaici, anche con moduli a terra, in assenza di vincoli ai sensi della parte seconda del codice dei beni culturali e del paesaggio:
  - a) le aree classificate agricole, racchiuse in un perimetro i cui punti distino non più di 300 metri da zone a destinazione industriale, artigianale e commerciale, compresi i siti di interesse nazionale, nonché le cave e le miniere;
  - b) le aree interne agli impianti industriali e agli stabilimenti, nonché le aree classificate agricole racchiuse in un perimetro i cui punti distino non più di 300 metri dal medesimo impianto o stabilimento;
  - c) le aree adiacenti alla rete auto-stradale entro una distanza non superiore a 150 metri.
- che la costruzione e l'esercizio di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili nelle aree idonee sono disciplinati secondo le seguenti disposizioni:

- a) nei procedimenti di autorizzazione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili su aree idonee, **ivi inclusi quelli per l'adozione del provvedimento di valutazione di impatto ambientale**, l'autorità competente in materia paesaggistica si esprime con parere obbligatorio non vincolante. Decorso inutilmente il termine per l'espressione del parere non vincolante, l'amministrazione competente provvede comunque sulla domanda di autorizzazione;
- b) nelle aree idonee i regimi di autorizzazione per la costruzione e l'esercizio di impianti fotovoltaici di nuova costruzione e delle opere connesse nonché, senza variazione dell'area interessata, per il potenziamento, il rifacimento e l'integrale ricostruzione degli impianti fotovoltaici esistenti e delle opere connesse sono disciplinati come segue: i) per impianti di potenza fino a 1 MW: si applica la dichiarazione di inizio lavori asseverata per tutte le opere da realizzare su aree nella disponibilità del proponente; ii) per impianti di potenza superiore a 1 MW e fino a 10 MW: si applica la procedura abilitativa semplificata; iii) per impianti di potenza superiore a 10 MW: si applica la procedura di autorizzazione unica.

Le disposizioni si applicano, su richiesta del proponente, anche ai procedimenti in corso.

Infine, si interviene per razionalizzare e semplificare le procedure autorizzative per gli **impianti offshore** (art. 13), prevedendo che:

- sono sottoposti ad autorizzazione unica anche le opere per la connessione alla rete di tali impianti;
- per gli impianti di accumulo idroelettrico attraverso pompaggio puro l'autorizzazione unica è rilasciata dal Ministero della transizione ecologica, sentito il Ministero delle infrastrutture e della mobilità sostenibili e d'intesa con la regione interessata;
- le semplificazioni già introdotte alla procedura autorizzativa unica per gli impianti offshore in aree idonee (parere obbligatorio e non vincolante dell'autorità in materia paesaggistica e termini procedurali ridotti di un terzo) si applicano anche con riferimento alla realizzazione di impianti localizzati in aree non sottoposte a vincoli incompatibili con l'insediamento di impianti off-shore;
- per tali impianti, nelle more dell'individuazione delle aree idonee, non possono essere disposte moratorie ovvero sospensioni dei termini dei relativi procedimenti di autorizzazione per le domande già presentate;
- le linee guida per lo svolgimento dei procedimenti autorizzatori dovranno essere adottate con decreto del Ministero della transizione ecologica, non più di concerto con il Ministero della cultura, ma solo di concerto con il Ministero delle infrastrutture e della mobilità

sostenibili, sentiti, per gli aspetti di competenza, il Ministero della cultura e il Ministero delle politiche agricole alimentari e forestali.

Infine, vengono ammessi negli impianti di produzione di biogas e di biometano i sottoprodotti provenienti da attività agricola, di allevamento, dalla gestione del verde e da attività forestale e i **sottoprodotti** provenienti da attività alimentari ed agroindustriali. Inoltre, definisce tali sottoprodotti come "residui dell'attività agroalimentare" purché siano rispettate le condizioni relative alla distinzione tra sottoprodotto e rifiuto di cui al TUA.

### **AREE FERROVIARIE E RIFACIMENTI**

Al fine di individuare **ulteriori aree idonee** per l'installazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili, all'**articolo 18**, si dispone che sono aree idonee per l'installazione di impianti Fer i siti e gli impianti di proprietà di società del **Gruppo FS** (ferroviarie e stradali) e dei gestori delle infrastrutture ferroviarie, nonché delle società **concessionarie autostradali**.

In queste aree, ai sensi dell'art 22 del decreto 199/2021, i termini per le procedure autorizzative sono ridotti di un terzo, l'autorità competente in materia **paesaggistica** si esprime con **parere** obbligatorio **non vincolante** (e, decorso inutilmente il termine per l'espressione del parere non vincolante, l'amministrazione competente provvede comunque sulla domanda di autorizzazione).

### **IMPIANTI DI ACCUMULO ELETTROCHIMICO**

L'articolo 9, comma 1-sexies, estende la **procedura abilitativa semplificata** comunale (PAS) anche agli impianti ubicati in aree dove si trovano impianti di produzione di energia elettrica a **fonte rinnovabile** (che non devono avere potenza superiore a 300 MW), sempre che non comportino estensione delle aree, né variante agli strumenti urbanistici.

Solo gli storage abbinati a impianti Fer – e **non** quelli **stand alone** – sono considerati opere connesse ai predetti impianti.

### **CREDITO D'IMPOSTA PER L'EFFICIENZA ENERGETICA NELLE REGIONI DEL SUD**

All'articolo 14 si istituisce un credito di imposta in favore delle imprese che effettuano investimenti nelle regioni Abruzzo, Basilicata, Calabria, Campania, Molise, Puglia, Sardegna e Sicilia volti ad ottenere una migliore efficienza energetica ed a promuovere la

produzione di energia da fonti rinnovabili anche tramite la realizzazione di sistemi di accumulo abbinati agli impianti fotovoltaici.

I costi ammissibili all'agevolazione corrispondono ai costi degli investimenti supplementari necessari per conseguire un livello più elevato di efficienza energetica e per l'autoproduzione di energia da fonti rinnovabili nell'ambito delle strutture produttive.

Il contributo è:

- attribuito fino al 30 novembre 2023 nel limite di 145 milioni di euro per ciascuno degli anni 2022 e 2023, nella misura massima consentita dal regolamento (UE) n. 651/2014;
- è utilizzabile esclusivamente in compensazione (senza l'applicazione dei limiti di cui all'art. 1, c. 53, legge n. 244/2007, e di cui all'art. 34, legge n. 388/2000);
- non concorre alla formazione del reddito d'impresa né della base imponibile dell'IRAP;
- non rileva ai fini del rapporto di cui agli articoli 61 e 109, comma 5, del TUIR;
- è cumulabile con altre agevolazioni che abbiano ad oggetto i medesimi costi, a condizione che tale cumulo, tenuto conto anche della non concorrenza alla formazione del reddito e della base imponibile dell'IRAP, non porti al superamento del costo sostenuto.

I criteri e le modalità di attuazione saranno stabiliti con decreto del Ministro per il Sud e la coesione territoriale, da emanare di concerto con il Ministro della transizione ecologica, il Ministro dello sviluppo economico e il Ministro dell'economia e delle finanze.

## **SEMPLIFICAZIONI PER IMPIANTI A SONDE GEOTERMICHE**

L'articolo 15, al comma 1, demanda ad un decreto del Ministero della Transizione ecologica il compito di:

- stabilire le prescrizioni per la posa in opera degli impianti di produzione di calore da risorsa geotermica, destinati al riscaldamento e alla climatizzazione di edifici e alla produzione di energia elettrica;
- individuare i casi in cui si applica la procedura abilitativa semplificata di cui all'art.6 del D.lgs. 28/2011, nonché i casi in cui l'installazione può essere considerata attività edilizia libera, a condizione che tali impianti abbiano una potenza inferiore a 2 MW e scambino solo energia termica con il terreno, utilizzando un fluido vettore che circola in apposite sonde geotermiche poste a contatto con il terreno, senza effettuare prelievi o immissione

di fluidi nel sottosuolo, oppure utilizzino fluidi geotermici limitatamente al caso in cui il prelievo e la restituzione delle acque sotterranee restino confinati nell'ambito della falda superficiale.

### **SUPERBONUS PER LE SONDE GEOTERMICHE**

Il comma 1-bis, invece, estende il superbonus 110% all'installazione di sonde geotermiche utilizzate per gli impianti geotermici (previsti all'art. 119, c. 1, D.L. n. 34/2020).

### **POLITICHE INDUSTRIALI**

#### **SETTORE AUTOMOTIVE**

Il Decreto Energia istituisce un fondo *ad hoc* presso il MiSE per favorire la transizione verde, la ricerca, la riconversione e riqualificazione dell'industria del settore automotive, nonché per riconoscere incentivi all'acquisto di veicoli non inquinanti.

L'articolo 22 istituisce un fondo con una dotazione di 700 milioni di euro per l'anno 2022 e 1 miliardo di euro per ciascuno degli anni dal 2023 al 2030, volto a favorire la ricerca, gli investimenti nella filiera del settore automotive finalizzati all'insediamento, alla riconversione e riqualificazione verso forme produttive innovative e sostenibili, in linea con gli obiettivi europei di riduzione delle emissioni nocive per l'ambiente e di sviluppo digitale, nonché per il riconoscimento di incentivi all'acquisto di veicoli non inquinanti e per favorire il recupero e il riciclaggio dei materiali.

L'articolo 23 istituisce, nello stato di previsione del Ministero dello sviluppo economico, un fondo con una dotazione 150 milioni di euro per l'anno 2022 e 500 milioni di euro per ciascuno degli anni dal 2023 al 2030, per promuovere la ricerca, lo sviluppo della tecnologia dei microprocessori e l'investimento in nuove applicazioni industriali di tecnologie innovative, anche tramite la riconversione di siti industriali esistenti e l'insediamento di nuovi stabilimenti nel territorio nazionale.

La definizione degli ambiti di applicazione e di intervento, dei criteri e delle modalità di riparto delle risorse del fondo è demandata ad uno o più decreti del Presidente del Consiglio dei ministri.

**<https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2022/04/28/22G00048/sq>**

## 2.2 Gli aggiornamenti energia nel Decreto 21/22 (in fase di conversione)

Il Decreto 21/22 introduce con l'articolo 3, per le aziende diverse da quelle energivore, e a parziale compensazione dei maggiori oneri effettivamente sostenuti per l'acquisto della componente energia, un contributo straordinario sotto forma di credito di imposta pari al 12%. Analogamente, l'articolo 4 introduce, per le imprese diverse da quelle a forte consumo di gas naturale, sempre a parziale compensazione dei maggiori oneri effettivamente sostenuti per l'acquisto del gas naturale, un contributo straordinario, sotto forma di credito di imposta, pari al 20%.

Contestualmente l'articolo 5 ridetermina i crediti di imposta per le imprese "energivore" e "gasivore" (stabiliti nel precedente Decreto-legge) portandoli rispettivamente al 25% e al 20%.

Infine, all'articolo 9 si statuisce la cedibilità dei crediti di imposta riconosciuti alle imprese energivore e alle imprese a forte consumo di gas naturale, solo per intero, dalle medesime imprese ad altri soggetti, compresi gli istituti di credito e gli altri intermediari finanziari, senza facoltà di successiva cessione, fatta salva la possibilità di due ulteriori cessioni solo se effettuate a favore di banche e intermediari finanziari.

## 2.3 DL 2 maggio 2022, n. 38 Misure urgenti in materia di accise e IVA sui carburanti

È stato pubblicato in G.U. il decreto-legge che proroga il taglio delle accise sui carburanti fino all'8 luglio. L'intervento viene esteso anche al **metano** per autotrazione per cui l'accisa va a zero e viene contestualmente ridotta l'IVA al 5%.

Il DL statuisce che, in considerazione del perdurare degli effetti economici derivanti dall'eccezionale incremento dei prezzi dei prodotti energetici, a decorrere dal 3 maggio 2022 e fino all'8 luglio 2022, le aliquote di accisa sono confermate nelle seguenti misure:

- benzina: 478,40 euro per mille litri;
- oli da gas o gasolio usato come carburante: 367,40 euro per mille litri;
- gas di petrolio liquefatti (GPL) usati come carburanti: 182,61 euro per mille chilogrammi;
- gas naturale usato per autotrazione: zero euro per metro cubo.

## 2.4 DL Aiuti, la bozza in Consiglio dei ministri

Il 2 maggio il CdM ha approvato il Decreto-legge recante misure urgenti in materia di politiche energetiche nazionali, produttività delle imprese e attrazione degli investimenti, nonché in materia di politiche sociali e di crisi Ucraina (DL Aiuti) che aggiorna e integra alcune delle misure presenti nei precedenti Decreti. In particolare, per l'energia è previsto:

### Rafforzamento dei crediti d'imposta:

- per le **imprese gasivore**: credito d'imposta per il I trimestre 2022 del 10% e per il II trimestre 2022 dal 20 al 25%
- per le **imprese diverse dalle gasivore**: credito d'imposta per il II trimestre 2022 dal 20 al 25%
- per **imprese diverse dalle energivore** (con potenza superiore a 16,5 kW): credito d'imposta per il II trimestre 2022 dal 12 al 15%
- **per autotrasportatori**: credito d'imposta per il I trimestre del 28% per l'acquisto di gasolio

**Rigassificatori**: procedimento unico con nomina commissari straordinari per l'incremento della capacità di rigassificazione e realizzazione di nuove unità galleggianti di stoccaggio e rigassificazione.

**Rinnovabili e fonti fossili**: ulteriori semplificazioni per la realizzazione di nuovi impianti e individuazione di ulteriori aree idonee; misure per l'incremento della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili nel settore agricolo; semplificazioni autorizzative per interventi di ammodernamento di reti elettriche; semplificazioni per la massimizzazione della produzione elettrica da carbone e olio.

**Superbonus**: detrazione del 110% anche per unifamiliari per spese sostenute entro il 31 dicembre 2022, a condizione che al 30 settembre 2022 siano effettuati almeno il 30% dei lavori.

**Bonus sociale energia elettrica e gas**: la misura è estesa al terzo trimestre 2022.

Nella conferenza stampa dopo il Cdm, Draghi ha illustrato il provvedimento insieme ai ministri Franco, Cingolani, Giorgetti, Giovannini e Orlando. Franco ha sottolineato che il provvedimento vale 14 miliardi di euro, di cui 4 per l'energia tra bollette, carburanti e aiuti alle imprese energivore.

Cingolani ha illustrato nel dettaglio le misure sull'energia. Quanto al "transitorio sul carbone", si tratta di agevolare far andare "al 100% le quattro centrali a carbone attualmente in funzione ancora per 18 mesi, massimo due anni", a seconda dell'emergenza gas, "senza riaprire le centrali già spente". Ci sarà una deroga alle emissioni, ha detto il ministro, "ma solo rispetto alle norme nazionali che sono spesso più severe, e non alle norme europee".

Cingolani ha poi fatto il punto sulle autorizzazioni dei progetti da fonti rinnovabili: "nei primi 4 mesi del 2022 sono stati autorizzati o pre-autorizzati dalla nuova Commissione Via Pniec Pnrr 2,5 GW di nuovi impianti su 9 GW pervenuti, più dei tre anni precedenti messi insieme".

Quanto ai rigassificatori, "siamo in una fase abbastanza complessa e questa norma è cruciale. Abbiamo concretizzato accordi con una rampa già da quest'anno di 2,5 mld mc per arrivare a 12 al 2024-25 via tubo e con Gnl 1,5 mld mc già nel secondo semestre dell'anno per arrivare a 13 nel 2025. Per fare questo servono due rigassificatori galleggianti, uno all'inizio del 2023 e uno alla fine del 2023". Questo percorso "ci consentirà a metà 2024 di essere virtualmente indipendenti dal gas russo", grazie anche al piano di risparmio basato su riduzione delle temperature dei riscaldamenti, massimizzazione del carbone e accelerazione sulle Fer.

"La diversificazione è sostanzialmente completata", ha detto Cingolani annunciando a breve la pubblicazione del piano dettagliato.

Dall'Algeria sono attesi "1,2 mld mc in più e 9 mld dal 2024 in poi", dal Tap 1,5 mld mc in più già dal 2023, dalla produzione nazionale da giacimenti esistenti, soprattutto Argo e Cassiopea, 1,5 mld mc dopo il 2023, dal Gnl da Congo, Qatar, Angola una "rampa che ci porterà 1,5 mld mc nel secondo semestre di quest'anno fino a 12 mld mc nel 2025". Dall'accelerazione sulle Fer elettriche verrà un risparmio di 500 mln mc già nel 2022 fino a 7 mld mc nel 2025, altri 2 mld mc dal contenimento delle temperature". L'incrocio tra la domanda e le nuove fonti di approvvigionamento "avverrà a fine inverno 2024" ma i conti, ha detto Cingolani, andranno fatti mese per mese. Quanto agli stoccaggi, "siamo al 40%".

I ministri del M5S hanno votato contro il decreto-legge in Consiglio dei ministri perché contrari sui poteri attribuiti al commissario per i rifiuti in vista del giubileo a Roma. "Siamo un pochino dispiaciuti - ha detto Draghi - ma mi auguro che questo non abbia conseguenze particolari come fibrillazioni generalizzate".

Quanto alla questione del pagamento in rubli del gas russo, "le oil&gas company a metà maggio dovranno pagare le prossime transazioni, per questo abbiamo segnalato l'emergenza alla Commissione europea. Bisogna lavorare su un piano comune, l'Europa è unita e si deve presentare unita. Bisogna scoraggiare qualsiasi iniziativa individuale. Per questo è importante che la Commissione esprima un parere legale chiaro, se il pagamento in rubli sia circonvenzione delle sanzioni o no. È l'unico modo per tenerci tutti uniti. Se non c'è chiarezza o una linea di condotta, ogni società o addirittura ogni paese farà come crede. Io ho detto che sarebbe una violazione contrattuale".

## 2.5 Decreto PNRR 2

E' stato pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale, Serie Generale n. 100 del 30 aprile 2022, il decreto legge – approvato nel Consiglio dei Ministri del 21 aprile scorso - che introduce ulteriori misure urgenti per l'attuazione del Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR).

Tra le norme di interesse per il settore energetico, segnaliamo:

- l'esenzione dagli oneri di sistema per l'elettricità da fonte rinnovabile utilizzata per la produzione di idrogeno e l'esenzione da accisa per l'idrogeno verde (articolo 23);
- norme in materia di concessioni di derivazioni per uso irriguo e di accelerazione delle procedure di approvazione dei piani di bacino (articolo 23);
- potenziamento del sistema di monitoraggio dell'efficiamento energetico; attraverso le misure di Ecobonus e Sismabonus e governance dell'ENEA (articolo 24);
- potenziamento delle strutture del Mite per l'attuazione del PNRR (articolo 26);
- Istituzione del Sistema nazionale prevenzione salute dai rischi ambientali e climatici (articolo 27);
- semplificazioni per l'elettificazione dei porti (cold ironing, articolo 33).

## 2.6 PNRR: MITE firma il nuovo decreto per lo sviluppo dell'idrogeno

Il ministro della Transizione Ecologica firma il provvedimento che dà attuazione ai 450 milioni di euro, previsti dal Piano nazionale di Ripresa e Resilienza – PNRR, per creare una filiera italiana dell'idrogeno pulito. Il provvedimento, che dà attuazione all'Investimento 5.2 (M2C2) del PNRR, mira a realizzare entro giugno 2026 una filiera tutta italiana con stabilimenti che producano elettrolizzatori e componenti associati. Con l'obiettivo di installare una potenza complessiva annua di almeno 1 GW.

Ricordiamo che l'Italia dovrà installare almeno 5 GW di capacità di elettrolisi entro il 2030. Per raggiungere l'obiettivo il Governo ha reso l'idrogeno una delle linee d'azione chiave del PNRR, stanziando **3,64 miliardi di euro in totale** per il vettore.

Il decreto, in fase di registrazione presso la Corte dei Conti, ripartisce le risorse tra le diverse linee progettuali: 250 milioni sono assegnati a progetti IPCEI (Importanti Progetti di Comune Interesse Europeo) per la realizzazione di impianti per la produzione di elettrolizzatori; 200 milioni ad ulteriori progetti che saranno selezionati attraverso avvisi pubblici di prossima pubblicazione, finalizzati alla realizzazione sia di ulteriori impianti per la produzione di macchinari per l'elettrolisi, sia di impianti per la produzione di componenti a servizi degli elettrolizzatori stessi.

In attesa dei bandi che il MiTE dovrà pubblicare per assegnare questi fondi, ricordiamo che **entro il 9 maggio** è possibile per aziende ed enti di ricerca inviare le proprie candidature per **altri due bandi rivolti alla ricerca e allo sviluppo** nel settore dell'idrogeno.

## 2.7 Nuove Regole Gse per Autoconsumo collettivo e Comunità energetiche

Il Gse ha pubblicato le nuove **“Regole tecniche per l'accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa”** e le **“Modalità di profilazione dei dati di misura e relative modalità di utilizzo”** per:

- Gruppi di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente;
- Comunità di energia rinnovabile.

L'aggiornamento delle **Regole tecniche** recepisce le modifiche del quadro normativo e regolatorio di riferimento seguite alla prima pubblicazione e gli esiti della consultazione pubblica condotta dal Gse nel periodo 4 marzo 2021 – 7 aprile 2021. Nello specifico le novità riguardano:

- il periodo di applicazione dell'attuale **meccanismo “transitorio”**, che viene **esteso fino alla data di adozione**, da parte del MiTE e dell'ARERA, **dei provvedimenti attuativi** previsti agli articoli 8 e 32 del D.lgs. 199/2021;
- la **possibilità**, introdotta con la deliberazione 581/2020 dell'ARERA, **di creare nuove unità di produzione** nel caso di sezioni di impianto autonome, indipendenti e misurabili;
- il recepimento delle specificazioni riportate nel D.lgs. 199/2021 circa la **possibilità di partecipare alle Comunità** di energia rinnovabile per tutti i consumatori, gli azionisti o i membri che possono esercitare poteri di controllo e i soggetti inclusi nelle autorità locali;
- alcune precisazioni circa la ricomprensione nei condomini dei cosiddetti **“supercondomini”** industriali e commerciali, i contenuti minimi dello Statuto/atto costitutivo delle Comunità di energia rinnovabile e i soggetti che, seppur non facenti parte delle configurazioni, assumono rilevanza per le stesse;
- la revisione delle **modalità e tempistiche di calcolo dei contributi economici**, con specifico riferimento al caso di mancata trasmissione al Gse di alcune misure, da parte del Gestore di rete.

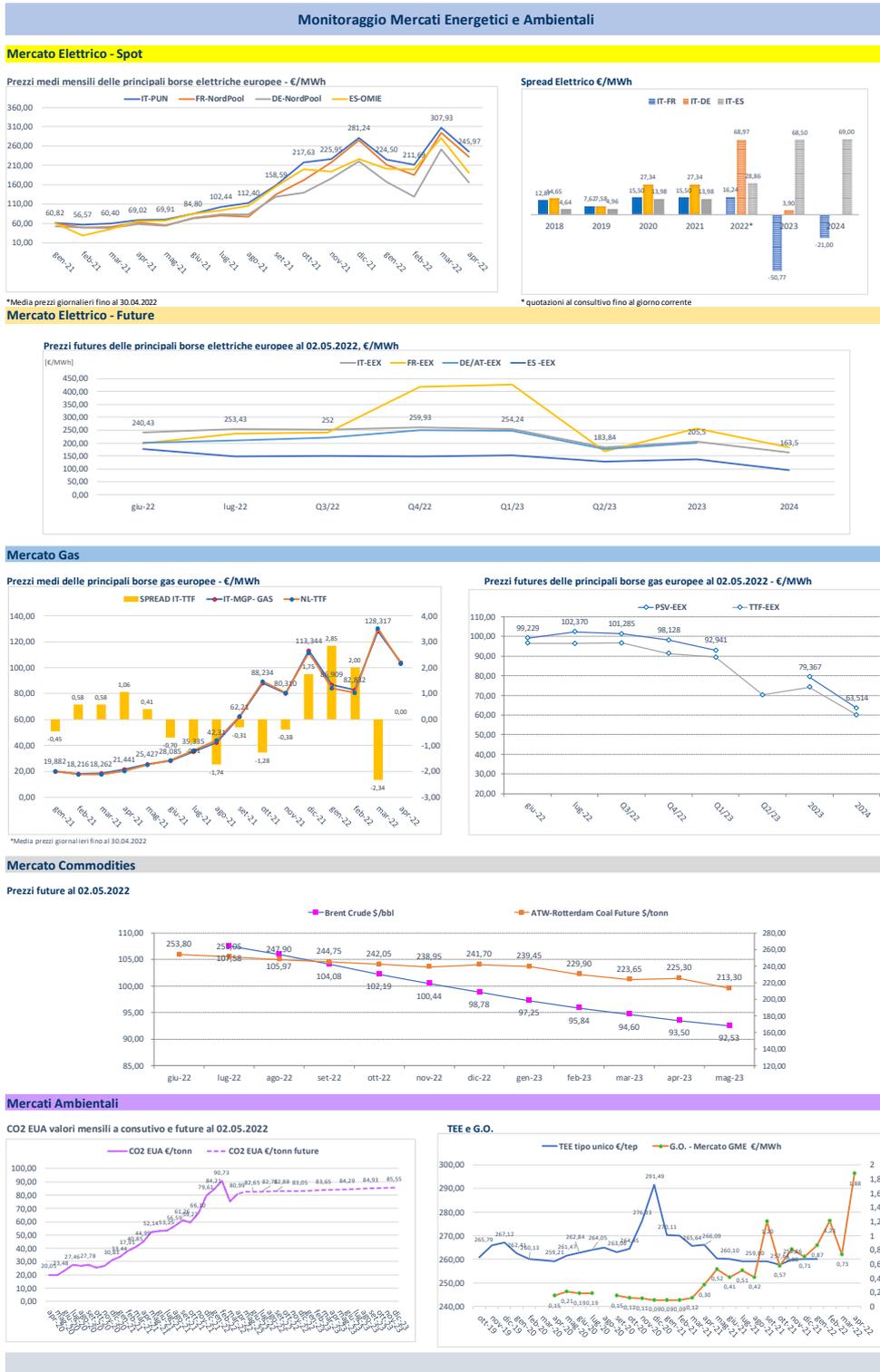
Il documento **Modalità di profilazione dei dati** definisce i profili e le regole con cui il Gse ricostruisce le curve orarie di misura dell'energia elettrica nei casi in cui il Gestore di rete non sia tecnicamente in grado di raccogliere i dati orari.

I documenti sono stati approvati dall'ARERA con la Determina 3/2022 – DMEA.

Con l'occasione, per aiutare i soggetti referenti a realizzare correttamente le configurazioni e a predisporre le richieste nella maniera più idonea, sono state riportate nella sezione del sito Gse dedicata all'Accesso al Servizio, i **principali motivi** che generano **richieste di integrazione, cause di esclusione e rigetto** delle istanze, da parte del Gse nell'ambito della valutazione delle domande a oggi pervenute.

Per maggiori informazioni è possibile visionare la pagina **[Servizi>Autoconsumo>Gruppi di autoconsumatori e comunità di energia rinnovabile](#)**.

### 3. Report Mercati energetici e Ambientali



Tutti i diritti sono di Confindustria e ad essa riservati. È vietato pubblicare, riprodurre, memorizzare, trasmettere in forma elettronica o con altri mezzi, creare riassunti e/o estratti, distribuire, commercializzare e/o comunque utilizzare, in tutto o in parte il contenuto, per qualunque finalità. In ogni caso deve essere citata la fonte "Confindustria". Confindustria non è responsabile per eventuali danni derivanti dall'utilizzo del contenuto e non garantisce la completezza, aggiornamento e totale correttezza dello stesso né di quello tratto da fonti esterne