

30 Novembre 2022

Audizioni AREGA 2022

Crisi energia: prospettive e proposte settoriali



Elettricità Futura rappresenta il 70% del mercato elettrico italiano

Oltre 500 imprese attive nella produzione e commercializzazione di energia elettrica da fonti convenzionali e rinnovabili, nella distribuzione, nella fornitura di servizi per il settore hanno scelto Elettricità Futura per crescere.

75.000 MW
potenza elettrica installata

1.150.000 km
linee di distribuzione

40.000
addetti



L'Italia è in piena emergenza energetica

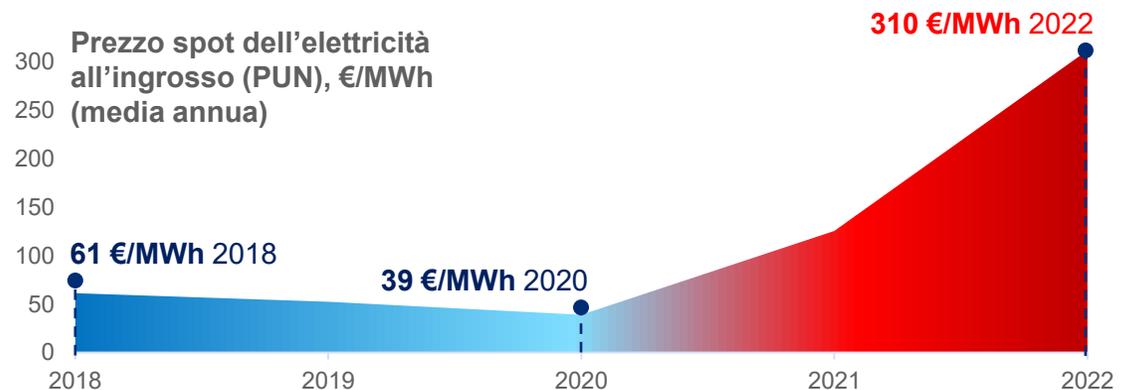
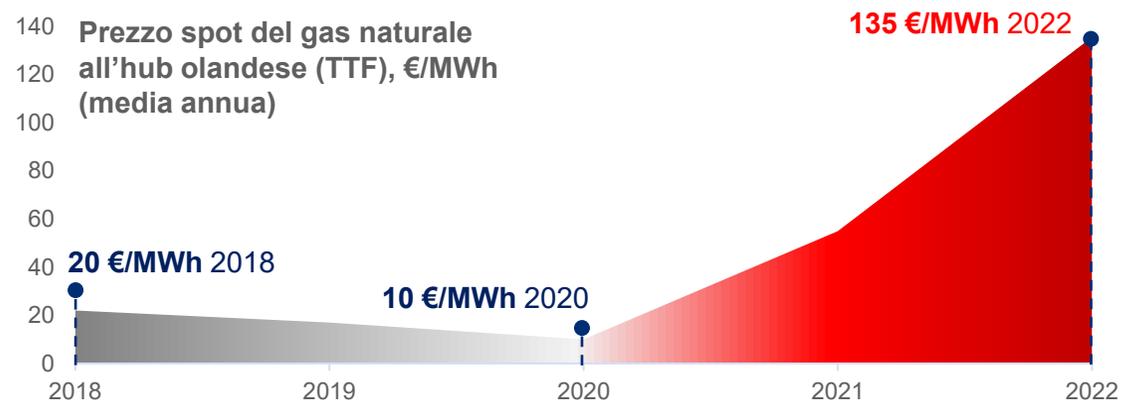
Il prezzo del gas è aumentato di quasi 7 volte rispetto alla media degli ultimi anni...

...e il prezzo dell'energia elettrica è aumentato di oltre 6 volte perché quasi il 60% dell'elettricità in Italia viene ancora prodotta da fossili, prevalentemente gas.

La grave emergenza energetica ha chiarito finalmente, e in via definitiva, che le rinnovabili sono le energie che costano meno.

Sono anche le uniche risorse nazionali che permettono di produrre energia elettrica sostenibile, in abbondanza e in poco tempo.

La transizione energetica è la soluzione più efficace per azzerare la dipendenza dalla Russia.



Fonte: Elaborazioni EF su dati ICE, GSE, GME e Terna.

I dati 2022 per il gas al TTF e per il PUN sono la media nel periodo gennaio-ottobre 2022.

In alcuni giorni del mese di agosto 2022, il prezzo del gas al TTF ha superato i 300 €/MWh e il PUN ha superato i 700 €/MWh.

Il Piano 2030 elettrico per l'Italia

porterà le rinnovabili all'84% del mix elettrico rispetto all'attuale 38%, installando 85 GW di nuove rinnovabili e 80 GWh di nuova capacità di accumulo di grande taglia.

309 Mld€

Investimenti cumulati al 2030 del settore elettrico e della sua filiera industriale.

-64 Mln t CO_{2eq}

Riduzione delle emissioni di CO_{2eq} del settore elettrico (94 Mln t CO_{2eq} evitate nel 2030 rispetto al 1990 e 64 rispetto al 2021).

345 Mld€

Benefici economici cumulati al 2030 in termini di valore aggiunto per filiera e indotto, e crescita dei consumi nazionali.

470.000

Nuovi occupati nella filiera e nell'indotto elettrico nel 2030 (che si aggiungeranno ai circa 120.000 di oggi).

Fonte: Studio Althesys ed Enel Foundation «La filiera italiana delle tecnologie per le energie rinnovabili e smart verso il 2030» per i benefici economici e sociali. Studio Accenture «REPowerEU per L'Italia: Scenari 2030 per il sistema elettrico» per la riduzione delle emissioni.

Il Piano 2030 di sviluppo elettrico per l'Italia prevede l'aumento della domanda elettrica con 360 TWh nel 2030 a fronte dei 318 TWh del 2021.

Piano Elaborato con il MiTE e apertamente sostenuto il 21 giugno 2022 da tutte forze politiche

Le azioni per il breve e medio periodo per risolvere l'emergenza clima - energia

- 1. Favorire la crescita delle FER per ridurre i costi dell'energia e la dipendenza dall'estero**
- 2. Allineare i provvedimenti sui presunti extra profitti al Regolamento UE 2022/1854**
- 3. Superare le criticità legate all'art. 3 del DL Aiuti bis**
- 4. Tutelare l'equilibrio economico/finanziario dei venditori**
- 5. Concertare a livello centrale le misure compensative sui costi ai consumatori**
- 6. Realizzare il sistema di approvvigionamento di capacità di accumulo ex. art. 18 D.lgs. 210/21**
- 7. Efficientare i mercati dell'energia**

1. Favorire la crescita delle FER per ridurre i costi dell'energia e la dipendenza dall'estero

La crisi energetica che stiamo affrontando ha messo in evidenza come la forte dipendenza nel mix energetico dai combustibili fossili, specialmente se importati, è una seria vulnerabilità del sistema energetico nazionale che ha messo a dura prova operatori e consumatori per via dell'ingente aumento dei prezzi di materie prime e bollette.

Per minimizzare tale vulnerabilità, ora più che mai occorre spingere per raggiungere gli obiettivi del REPowerEU al 2030, realizzando nuova capacità di produzione di energia elettrica a partire da fonti rinnovabili (+85GW). Per fare ciò, è urgente un'azione su diversi fronti ed è importante il ruolo di ARERA, non solo negli ambiti di diretta competenza, ma anche a sostegno delle esigenze del settore presso le istituzioni competenti.

PROPOSTE:

- Aggiornare gli obiettivi 2030 nazionali in coerenza con i target europei.
- Aggiornare il sistema di aste FER in maniera da tenere in considerazione sia l'effettivo LCOE degli impianti che l'effetto dell'inflazione per garantire un'equa remunerazione dei costi di investimento e di esercizio.
- Risolvere le inefficienze nei processi per l'ottenimento delle autorizzazioni.
- Semplificare le procedure per la connessione degli impianti (sia alla RTN che alle reti distribuite) e adeguarle alle nuove esigenze di crescita della capacità rinnovabile.
- Individuare le «aree idonee» e pianificare i target regionali di installazione degli impianti FER.
- Aggiornare il design del mercato elettrico per permettere la sempre maggiore integrazione di FER e accumuli, ponendo anche le condizioni per la crescita del mercato dei PPA (realizzando la piattaforma per la stipula dei PPA).
- Ripensare l'idroelettrico come asset strategico per il Paese, intervenendo urgentemente con una misura di contenimento del valore dei canoni demaniali 2023 e prevedendo la possibilità per i concessionari, a fronte di una rimodulazione della durata delle concessioni, di attivare nel breve termine piani d'investimento per rinnovare il parco impianti esistente.
- Favorire l'elettrificazione dei consumi finali.
- Valorizzare la produzione nazionale di biometano, sbloccando al più presto i progetti già avviati e promuovendo lo sviluppo di nuovi impianti e l'utilizzo anche per gli *hard to abate*. Promuovere la filiera dell'idrogeno, in particolare quello rinnovabile nei settori *hard to abate*.
- Rimuovere le barriere all'utilizzo delle bioenergie (limitazioni discusse nella direttiva RED 3) e valorizzare l'utilizzo e la riconversione bio degli impianti esistenti, in particolare nel settore della raffinazione.

2. Allineare i provvedimenti sui presunti extra profitti al Regolamento UE 2022/1854 (1/2)

L'Art. 15-bis del DL Sostegni Ter ha introdotto il cosiddetto «meccanismo di compensazione a due vie» per alcune tipologie di impianti di generazione elettrica da fonti rinnovabili con un prezzo di riferimento che varia tra 56 €/MWh e 75 €/MWh a seconda delle zone di mercato. Con il DL Aiuti bis la misura è stata prorogata fino a giugno 2023 e ne è stata estesa l'applicazione ai gruppi societari.

L'Art. 37 DL del Tagliaprezzi 21/2022 ha introdotto un nuovo contributo straordinario da versare in caso di presunti “extra profitti” da parte delle aziende energetiche. Il prelievo è calcolato sull'incremento del saldo tra le operazioni attive e passive, al netto dell'IVA, fatturate nel periodo ottobre 2021 - aprile 2022 rispetto al periodo ottobre 2020 - aprile 2021, purché tale incremento sia almeno del 10% e comunque superiore a 5 milioni di euro. Il contributo è stato poi aumentato al 25%.

Nel recente testo del Ddl Bilancio 2023, l'Art. 9 introduce per gli impianti FER esclusi dall'Art. 15-bis DL Sostegni Ter un «meccanismo di compensazione a una via» sui ricavi di mercato di produttori e intermediari di elettricità eccedenti un cap di 180 €/MWh, mentre l'Art. 28 istituisce un contributo di solidarietà temporaneo per il 2023, diretto alle aziende operanti sia nella produzione di metano, estrazione di gas naturale e rivendita di metano e gas che nella produzione e rivendita di energia elettrica, pari al 50% del reddito complessivo registrato nel periodo gennaio-dicembre 2022, purché ecceda del 10% la media dei redditi complessivi conseguiti nei 4 anni dal 2018 al 2021.

Il quadro normativo che si sta delineando è estremamente critico.

Molti operatori del settore elettrico e delle rinnovabili

potrebbero addirittura subire una doppia o tripla imposizione fiscale, già a partire dal 2022.

È fondamentale modificare le misure, evitando che si sommino.

2. Allineare i provvedimenti sui presunti extra profitti al Regolamento UE 2022/1854 (2/2)

PROPOSTE:

- Applicare il cap di 180 €/MWh a tutti gli impianti a fonti rinnovabili, inclusi quelli attualmente colpiti dall'art. 15-bis (provvedimento quindi da superare in toto). Esentare invece dal cap sia gli impianti che non avrebbero sostenibilità economica (es. biomasse e idroelettrico) con tariffa a 180 €/MWh, così come stabilito dal Regolamento europeo 2022/1854, sia gli impianti con potenza inferiore a 1 MW.
- Limitare l'applicazione del tetto al 90% dei ricavi di mercato che superano il cap dei 180 €/MWh e applicare il prelievo ex-post sui ricavi dei soli produttori e non agli «intermediari» di Borsa, onde evitare ulteriori distorsioni di mercato.
- Rispettare i dettami del Regolamento UE 2022/1854, modificando l'ambito di applicazione dell'Art. 37 DL Tagliaprezzi e dell'Art. 28 Ddl Bilancio, escludendo i produttori e rivenditori di elettricità (l'art. 14 del Regolamento UE è diretto alle sole imprese operanti nei settori del petrolio greggio, gas naturale, carbone, raffinazione) e allineare l'Art. 28 ai parametri del Regolamento (requisito dell'eccedenza del 20% sulla media dei redditi complessivi dei 4 anni dal 2018, non del 10% come attualmente previsto nella bozza di Ddl Bilancio).
- Rivedere al ribasso l'aliquota del 50% e far sì che il requisito dell'eccedenza degli extra utili (che dovrebbe essere il 20%, non il 10%) costituisca una franchigia. Si dovrebbe tassare quindi solo la parte di reddito eccedente la franchigia, come previsto dal Regolamento UE.
- Evitare doppie o triple imposizioni sugli stessi soggetti, oltre che sovrapposizioni delle misure sugli stessi anni, introducendo misure non solo a valere sul 2022 ma anche sul 2023.
- Evitare tassazioni su operazioni straordinarie come cessione di asset quali beni strumentali, rami di azienda o altri immobili/asset delle società, che non hanno nulla a che vedere con i presunti extra profitti.
- Considerare nell'applicazione delle misure il consolidato di gruppo e non le singole imprese. Inoltre, prevedere la deducibilità degli importi, attualmente esclusa dai provvedimenti.
- In generale, istituire al più presto un tavolo di confronto tra le Istituzioni competenti e il settore elettrico per individuare misure non distorsive da applicare equamente a tutti i settori (non solo a quello energetico) ed agli effettivi maggiori profitti.

3. Superare le criticità legate all'art. 3 del DL Aiuti bis

L'art. 3 del DL Aiuti-bis ha sospeso l'efficacia di ogni eventuale clausola contrattuale che consente all'impresa fornitrice di energia elettrica e gas naturale di modificare unilateralmente le condizioni generali di contratto relative alla definizione del prezzo.

L'interpretazione dell'AGCM, emersa con gli avvii di procedimento del 18/10/2022 e a soli cinque giorni dal comunicato congiunto con ARERA, imporrebbe agli operatori di erogare il servizio sotto costo e non prevederebbe alcun ristoro per gli operatori (secondo quanto invece indicato nell'art. 13 del Regolamento UE 2022/1854).

In un contesto di mercato come quello attuale in cui i prezzi dell'elettricità all'ingrosso sono aumentati nel 2022 di oltre 6 volte rispetto alla media degli ultimi anni e quelli del gas di quasi 7 volte, l'interpretazione dell'AGCM avrebbe le seguenti gravi conseguenze:

- gli operatori sarebbero costretti fino ad aprile 2023 a vendere energia a un prezzo significativamente inferiore a quello a cui la comprano (dovendo continuare a venderla a prezzi definiti 12 o 24 mesi prima, prezzi che sono stati possibili solo in presenza di coperture oggi scadute);
- elevatissime perdite delle società di vendita stimabili nell'ordine dei 4-5 miliardi di euro, aggravando le difficoltà già fronteggiate da molti mesi (drammatico incremento della morosità, crisi di liquidità, esponenziale incremento delle garanzie da prestare sui mercati, altre misure es. su presunti extra profitti, ecc.);
- rischio di fallimento per molti operatori di vendita medio-piccoli con conseguenti danni per lo Stato, il sistema e i consumatori;
- forti impatti negativi sull'occupazione (anche su indotto).

PROPOSTE:

- È urgente emanare una norma interpretativa che chiarisca che è possibile aggiornare le condizioni economiche dei contratti di fornitura di energia alla scadenza delle stesse, nel rispetto dei termini di preavviso contrattualmente previsti e fermo restando il diritto di recesso dell'utente.

4. Tutelare l'equilibrio economico/finanziario dei venditori

A causa del perdurare della crisi, sono state introdotte misure per consentire alle imprese di chiedere ai propri fornitori la rateizzazione degli importi delle componenti elettricità e gas nelle proprie bollette (DL Aiuti-quater, art. 3 appena pubblicato in Gazzetta).

Le difficoltà che i consumatori finali si trovano ad affrontare inoltre si stanno traducendo in un aumento dei livelli di morosità nel territorio nazionale.

Aumento del costo della morosità, crescita dei costi di approvvigionamento della materia prima e interventi governativi quali quelli sulla rateizzazione ai clienti assumono sempre più rilievo sull'equilibrio economico/finanziario delle imprese energetiche.

PROPOSTE:

- **Strutturare interventi a sostegno dei consumatori in modo equilibrato, evitando di:**
 - **gravare ingiustificatamente - in termini sia economici che operativo/gestionali - sugli operatori del mercato;**
 - **compromettere la solidità economico/finanziaria delle aziende di vendita.**
- **Implementare gli opportuni strumenti di garanzia statale a supporto degli operatori in relazione alla rateizzazione, garantendo agli stessi un accesso semplice ed efficace.**
- **L'incremento della morosità richiede interventi urgenti a tutela dell'equilibrio economico-finanziario degli esercenti il servizio di Salvaguardia, che per le straordinarie condizioni di mercato vedono un incremento significativo dei costi di morosità e dei connessi squilibri finanziari.**

5. Concertare a livello centrale le misure compensative sui costi ai consumatori

Nelle ultime settimane, alcune Regioni italiane hanno avviato autonomamente delle misure di supporto mirate a fornire compensazioni economiche ai consumatori finali per alleviare gli effetti della crisi energetica sulle bollette.

Misure intraprese a livello di singola Regione, con criteri, obiettivi, modalità di applicazione e tempistiche eterogenei sono estremamente critiche per gli operatori da un punto di vista gestionale e operativo – soprattutto nel caso in cui si moltiplichino – in quanto richiedono interventi *ad hoc* sui sistemi di fatturazione complessi da gestire con le tempistiche prospettate, e hanno importanti impatti concorrenziali.

L'azzeramento o la riduzione del costo della materia prima ha un effetto «boomerang» a livello di sistema perché costituisce un incentivo implicito ai consumi, quando invece serve promuovere urgentemente ed esplicitamente una riduzione della domanda, anche in linea con i più recenti orientamenti degli organismi comunitari.

PROPOSTE:

- **Concordare le modalità operative di intervento a livello centrale, coordinandole con il quadro di riferimento nazionale, per evitare il proliferare di misure eterogenee a livello territoriale.**
- **Indirizzare le iniziative di sostegno per i consumatori, anziché direttamente sulle componenti di prezzo dell'energia, al di fuori della bolletta e in misura indipendente dai consumi energetici, ai segmenti della popolazione più esposti.**
- **Avviare un Tavolo di coordinamento per consentire un confronto tra i diversi livelli amministrativi e l'ARERA, al fine di individuare soluzioni il più possibile efficaci e concertate da applicare con modalità tecnicamente efficienti e compatibili su tutto il territorio nazionale, valorizzando l'utilizzo di strumenti esistenti quali il Sistema Informativo Integrato.**

6. Realizzare il sistema di approvvigionamento di capacità di accumulo ex. art. 18 D.lgs. 210/21

Lo sviluppo di un'adeguata capacità di accumulo elettrico – elettrochimico e idroelettrico – è un obiettivo chiave per garantire il successo della transizione energetica: i sistemi di accumulo (SdA) sono fondamentali per ridurre il fenomeno dell'over-generation degli impianti FER e per garantire flessibilità alla rete e al sistema.

Con il DCO 393/2022/R/eel si è dato il via ai lavori per realizzare il meccanismo di approvvigionamento di capacità di accumulo di cui all'art. 18 del D.lgs. 210/21.

PROPOSTE:

- Dimensionare e approvvigionare il fabbisogno di accumulo ex. art. 18 progressivamente nel tempo, così da seguire l'effettivo sviluppo della capacità FER ed evitare sovra-costi derivanti dall'approvvigionamento di capacità di accumulo eccessiva, e prevedendo fabbisogni e aste dedicati per tecnologia/soluzione progettuale.
- Garantire con il nuovo meccanismo lo sviluppo della capacità di accumulo considerata strettamente necessaria: una quota adeguata del fabbisogno di accumulo deve essere coperta con altri meccanismi (esistenti e/o futuri) caratterizzati da approcci meno rigidi e amministrati dal punto di vista della gestione a mercato degli asset (capacity market, PPA progetti pilota, aste a termine per servizi di rete, ecc.)
- Considerare le diverse caratteristiche delle tecnologie di accumulo e delle soluzioni realizzative sempre nel rispetto del principio di neutralità tecnologica, e strutturare le aste in base alle tempistiche di realizzazione e ai costi delle varie tecnologie/soluzioni progettuali di accumulo.
- Consentire la partecipazione alle aste della cd. "capacità nuova non autorizzata" (impianti che hanno avviato, ma non ancora completato, l'iter autorizzativo) così come ai rifacimenti e repowering di impianti di pompaggio esistenti, per ampliare la platea di operatori e sistemi in grado di partecipare alle aste e ridurre al minimo il rischio di fallimento del mercato (cfr. Memoria ARERA 384/2021).
- Prevedere, in caso di aste parzialmente o totalmente fallite, l'implementazione di aste di riparazione con miglioramenti delle regole e consentendo la partecipazione anche a tecnologie diverse da quelle inizialmente ammesse all'asta fallita e che hanno tempi di costruzione compatibili con la data di delivery richiesta. Ciò per limitare al minimo l'intervento diretto di Terna nella realizzazione diretta della capacità di accumulo mancante in caso di fallimento delle aste, prevedendo affinamenti alla Disciplina e ulteriori aste.
- Assegnare a RSE, quale soggetto tecnico terzo e indipendente, invece che a Terna, la definizione del fabbisogno di accumulo e delle tecnologie di riferimento e della Relazione sulle cause degli eventuali fallimenti di mercato, o comunque coinvolgerlo nell'elaborazione dei due documenti.
- Adottare un approccio flessibile rispetto alla definizione dei fabbisogni di accumulo per area consentendo il transito tra le aree.

7. Efficientare i mercati dell'energia (1/2)

La forte crescita delle rinnovabili rende ancor più necessario un sistema energetico stabile ed efficiente, anche attraverso l'efficace integrazione dei sistemi di accumulo e la corretta valorizzazione dei servizi offerti dalle capacità flessibili (es. i CCGT).

PROPOSTE (MERCATO WHOLESALE):

- **Promuovere, nel contesto europeo e con una tempistica adeguata, una riforma organica dei mercati dell'energia che favorisca l'integrazione delle rinnovabili e dei sistemi di accumulo nel sistema, fornendo chiari segnali di prezzo di lungo termine.**
- **Completare la revisione del Mercato dei Servizi di Dispacciamento e proseguire con strumenti quali il Capacity Market o i Progetti Pilota necessari ad accompagnare la transizione rinnovabile assicurando l'adeguatezza e la fornitura di flessibilità al sistema.**
- **Rendere il Mercato della Capacità un segmento strutturale del disegno di mercato, procedendo con nuove aste per gli anni di consegna successivi al 2024. In subordine, in caso di significative modifiche del meccanismo per adattamento a scenari di mercato estremi, occorre:**
 - **Definire uno scenario di riferimento per l'esecuzione dei contratti pluriennali relativi alla capacità nuova garantendo agli operatori la possibilità di soddisfare gli obblighi di disponibilità anche tramite capacità esistente (in ottica di portafoglio), mantenendo un quadro di regole che eviti nel periodo contrattuale l'elusione dell'obbligo di offerta di capacità nuova.**
 - **Individuare eventuali strumenti alternativi per assicurare l'approvvigionamento di adeguatezza da parte del sistema per mantenere in efficienza e garantire la sostenibilità economica delle centrali esistenti, qualora necessario.**
 - **Migliorare le regole di remunerazione degli accumuli nel Capacity Market vincolando la stessa unicamente alla disponibilità dei sistemi, senza vincoli inefficienti alla programmazione dello stato di carica.**

7. Efficientare i mercati dell'energia (2/2)

I mercati retail richiedono ulteriori misure per migliorare il rapporto consumatore-fornitore, snellire i processi e fornire regole chiare e stabili. Tali interventi diventano ancor più urgenti nel contesto di crisi attuale, a beneficio sia delle imprese a cui le disposizioni si applicano che dei clienti finali.

PROPOSTE (MERCATI RETAIL):

- Completare la liberalizzazione del mercato retail, superando per i clienti domestici l'attuale meccanismo a Tutele Graduali – che, oltre a mettere a rischio la qualità del servizio fornito dagli operatori scelti ad asta, incentiva l'inerzia dei clienti attraverso una «tutela surrogata» e non ne valorizza quindi la scelta consapevole – valutando una soluzione strutturale differente*.
- Continuare nell'attuazione degli interventi previsti dalla 'Direttiva Mercati' (DLgs 210/2021), tra cui le disposizioni per i clienti vulnerabili o per il cambio fornitori, ottimizzando gli interventi regolatori per ridurre gli oneri implementativi per gli operatori.
- Efficientare il processo di switching con interventi volti a velocizzarne e ottimizzarne le procedure, quali l'ottimizzazione del cd. servizio di «pre-check».
- Evitare interventi capaci di stravolgere l'attuale disciplina degli Oneri Generali di Sistema (es. art.33 ter DL 31 maggio 2021) senza però apportare benefici effettivi ai consumatori finali, valutando al contempo un graduale passaggio di alcuni degli OGdS alla fiscalità generale, tenendo conto della necessità di salvaguardare la sostenibilità economica delle iniziative di efficientamento energetico e di autoconsumo.
- Aggiornare i Testi Integrati sulla regolazione della Qualità dei servizi di Vendita (TIQV) e la output-based dei servizi di distribuzione e misura (TIQE) intervenendo in particolare sugli indicatori in tema di qualità dei servizi telefonici e relativi al servizio di distribuzione e misura dell'energia elettrica.

NOTE

* Tema oggetto di una lettera trasmessa nel luglio 2022 dall'Associazione al MiTE contenente proposte per una soluzione alternativa alle Tutele Graduali per il superamento della maggior tutela per il segmento domestico.

Grazie per l'attenzione.

