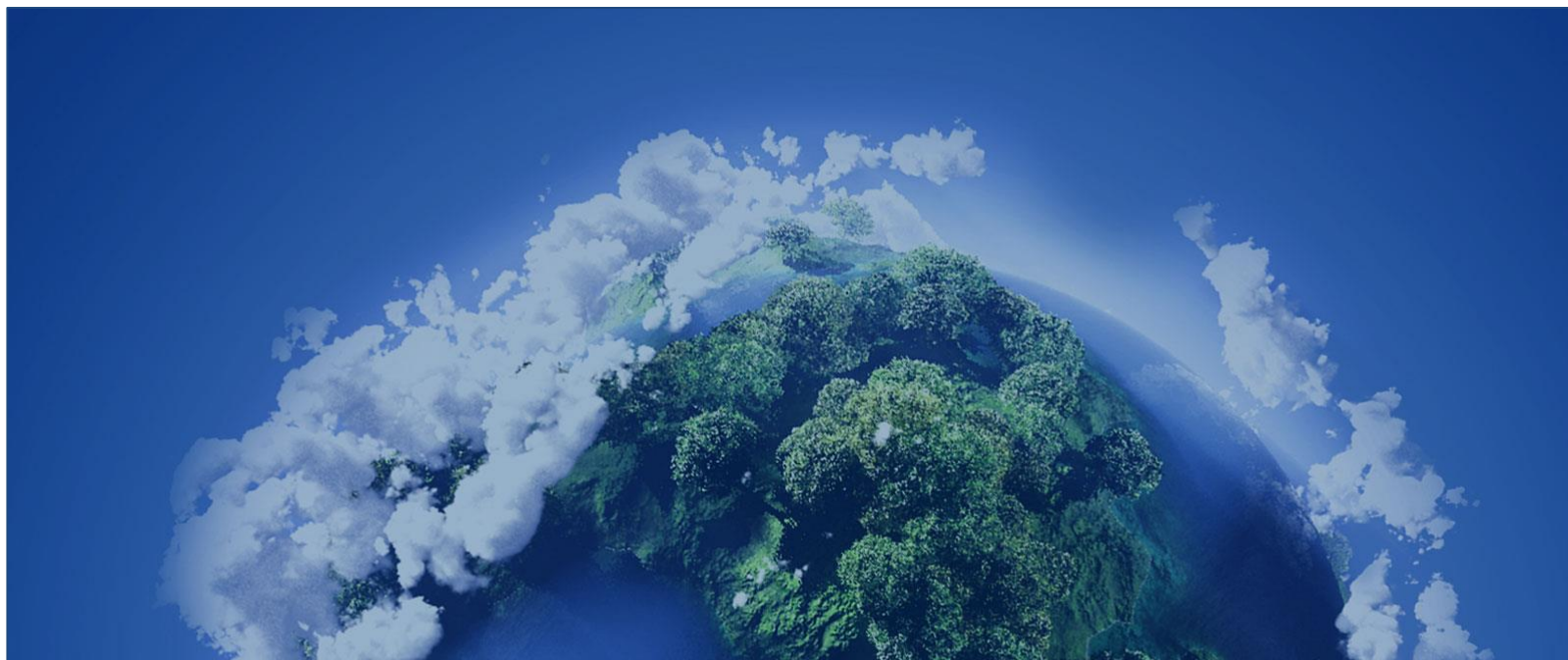


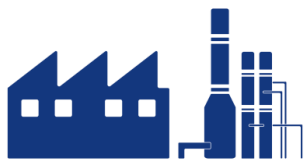
Incontro con il Collegio dell'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente

Milano, 22 ottobre 2018



Elettricità Futura **nasce il 27 aprile 2017** dall'integrazione tra Assoelettrica e assoRinnovabili.

Elettricità Futura è composta da più di **700 operatori** che impiegano oltre **40.000 addetti** e detengono più di **76.000 MW di potenza elettrica installata** tra convenzionale e rinnovabile e circa **1.150.000 km di linee**. Oltre il 70% dell'elettricità consumata in Italia è assicurata da aziende associate a Elettricità Futura.



Elettricità Futura unisce produttori di energia elettrica da fonti rinnovabili e da fonti convenzionali, distributori e fornitori di servizi, al fine di contribuire a creare le basi per un mercato elettrico efficiente e pronto alle sfide del futuro.



Elettricità Futura costituisce ad oggi un caso unico in Europa: stare insieme per vincere le nuove sfide. Decarbonizzazione e efficienza richiedono lo sviluppo delle fonti rinnovabili, il pieno utilizzo degli impianti di generazione ad alta efficienza, la fornitura di servizi adeguati, lo sviluppo del sistema di distribuzione e l'elettificazione degli usi finali dell'energia.

Elettricità Futura rappresenta, insieme a Utilitalia, il settore elettrico italiano in Eurelectric, l'associazione europea del settore, e aderisce a WindEurope, SolarPower Europe e Res4Med.





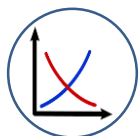
Promuovere l'**elettrificazione** nei settori del trasporto e del riscaldamento e raffreddamento, accompagnando l'evoluzione tecnologica



Promuovere la **decarbonizzazione** del mix energetico europeo attraverso il rafforzamento del sistema ETS



Sviluppare le **fonti rinnovabili** con meccanismi efficienti e orientati al mercato, garantendo stabilità delle regole e continuità degli investimenti



Riformare il **mercato elettrico** per renderlo coerente con gli obiettivi di decarbonizzazione, integrando in modo efficiente fonti rinnovabili e nuove tecnologie e fornendo segnali di prezzo adeguati per le decisioni di investimento e disinvestimento



Fare leva sulla **digitalizzazione** e sull'informazione per rendere i clienti sempre più consapevoli del loro ruolo nel mercato liberalizzato

Principali tematiche regolatorie di interesse dell'Associazione

- Avvio del capacity market
- Allargamento della partecipazione e riforma MSD
- Meccanismi di valorizzazione degli sbilanciamenti
- Completamento della riforma per il superamento della progressività della tariffa elettrica
- Disciplina mercato retail
- Disciplina relativa a insoluti su oneri di sistema per venditori

Evoluzione del mercato dell'energia italiano degli ultimi anni

- rapido incremento della produzione FER non programmabile
- riduzione della domanda
- diminuzione della capacità di generazione termoelettrica e progressiva erosione del margine di riserva
- diminuzione dell'import dalla Francia

→ **Problemi di
adeguatezza**

Riforme di mercato ad oggi introdotte (market coupling, riforma mercato intraday, riforma MSD, partecipazione della domanda, progetti pilota di storage, investimenti nelle reti interne di trasmissione e nelle interconnessioni) non sufficienti a risolvere i problemi di adeguatezza

→ Essenziale la rapida introduzione del meccanismo di CAPACITY MARKET approvato dalla CE che risponde all'esigenza di adeguatezza del sistema elettrico, fornendo segnali di prezzo di medio/lungo periodo, al fine di indirizzare al meglio le scelte di investimenti e disinvestimenti

- Assicura che la capacità esistente selezionata sia quella più economica (meccanismo d'asta assicura minimizzazione dei costi per il consumatore)
- Sistema aperto a tutte le risorse potenzialmente disponibili, comprese FER e domanda attiva, che potranno essere valorizzate in funzione del contributo che effettivamente potranno fornire al sistema in termini di adeguatezza

Via libera della Commissione Europea al meccanismo italiano il 7/2/2018

- **Necessario** che MiSE, ARERA e Terna approvino **in tempi brevi il decreto e le delibere di attuazione**, per evitare l'arresto del processo di trasformazione del settore e i piani d'investimento necessari per traguardare i nuovi obiettivi comunitari
- **Fondamentale** partire presto con le **prime aste**, prevedendo a valle un eventuale momento di check-up del meccanismo

Processo di **allargamento e adeguamento del Mercato dei Servizi di Dispacciamento** per **integrare FER, domanda e storage** all'interno del sistema elettrico

Avvio tramite Progetti pilota (UVAC - UVAP - UVAM - UPR - UPI)

- Necessità di **completare l'apertura**, a regime, del MSD a **tutte le risorse della domanda e dell'offerta**, incluse le fonti rinnovabili, secondo le previsioni del *Target Model* e del *Balancing Code* UE
- Possibilità di **abilitazione alla fornitura solo di alcuni servizi** e in modalità asimmetrica (a salire/a scendere)
- Necessità di **riduzione dei tempi che intercorrono tra programmazione e immissione** per incoraggiare la partecipazione attiva ai mercati dei soggetti con difficile programmazione del proprio profilo di immissione/prelievo
- Possibilità di **fornitura dei servizi di rete in MSD e in MB aperta anche agli aggregatori** di unità di consumo e/o di produzione (rilevanti e non rilevanti)

Disciplina oggetto di numerose modifiche, interventi di carattere transitorio o retroattivo e azioni legali

- Importanza di una **riforma organica** degli sbilanciamenti, **superando l'attuale stratificazione di interventi di natura transitoria**, per non enfatizzare ulteriormente uno scenario di instabilità regolatoria
- Necessità di **nuovi meccanismi** di valorizzazione degli sbilanciamenti che **evitino** il ripetersi di **condotte opportunistiche** ma al contempo **non si rivelino sovradimensionati**, ma il più possibile corrispondenti al costo effettivo del sistema
- Necessità di una riforma del MSD ed investimenti nelle Reti che migliorino ed ottimizzino le condizioni di dispacciabilità delle FERNP
- Opportunità di calcolare i **prezzi di sbilanciamento per le unità abilitate** utilizzando i prezzi medi ponderati delle offerte accettate sul mercato di bilanciamento, piuttosto che i prezzi marginali
- Fondamentale agire anche sulla già citata **riduzione dei tempi** che intercorrono oggi **tra programmazione e immissione**

Percorso di transizione della **tariffa per clienti domestici** verso una **struttura non più progressiva** ma aderente ai costi del servizio (“**cost-reflective**”)

Processo completato per quanto riguarda le componenti a copertura dei **costi di rete**, con la seconda fase del percorso di gradualità in vigore dall’1 gennaio 2017

Processo avviato per gli **oneri generali di sistema**, riducendo da tre a due gli scaglioni tariffari (dall’1 gennaio 2017)

Nel caso degli oneri generali, non sussistendo criteri di *cost reflectiveness*, utilizzato il criterio di accettabilità sociale delle variazioni tariffarie conseguenti al graduale superamento della struttura progressiva

Rinvio di un anno da parte del Governo del completamento della riforma inerente le componenti a copertura degli oneri generali di sistema

- Importanza del **superamento del principio anacronistico di aumento dei corrispettivi unitari per kWh all'aumentare dell'entità dei prelievi** (panorama socio-economico, politiche energetiche, evoluzione tecnologica e sensibilità degli utenti verso il risparmio delle risorse/gli impatti, fortemente mutati rispetto a qualche decennio fa) e dell'allineamento ai sistemi adottati in altri Paesi Europei
- Importanza del **superamento di ogni ostacolo all'elettrificazione** dei consumi energetici degli utenti (pompe di calore, cucine ad induzione, mobilità elettrica ecc.)
- Piena **condivisione dell'opportunità di un completo superamento della struttura progressiva della tariffa elettrica** al fine di raggiungere gli obiettivi di efficienza energetica, di semplificazione della bolletta e di comprensione della correlazione tra costo della fornitura e consumi, aspetto importante anche ai fini dello sviluppo del mercato libero

- Necessario dare presto un quadro attuativo della **piena liberalizzazione** della vendita di energia elettrica e gas ai clienti finali, come previsto dalla legge 4 agosto 2017, n. 124 e quindi **certezza al contesto di mercato** perché i consumatori possano essere informati e perché le imprese possano effettuare **investimenti**
- Necessaria una regolazione che consenta **di investire con fiducia su mercato**, favorire l'**innovazione**, e promuovere la **partecipazione dei consumatori**
- Necessaria normazione e regolamentazione di mercato efficace, con l'introduzione di un robusto **albo fornitori e** maggiori **garanzie** per il sistema e per i consumatori
- Necessario dare attuazione semplice ed efficace al **bonus sociale**
- La campagna di **comunicazione istituzionale** prevista dalla citata Legge 4 agosto 2017 , n.124 deve essere efficace e deve essere evitato ogni “conflitto di interessi” nell'esecuzione

Oneri previsti per finanziare **interventi di interesse generale a sostegno del sistema elettrico**. Riscossi come maggiorazioni dei corrispettivi del servizio di trasporto di energia elettrica lungo la filiera (fatturazione dai venditori ai clienti in bolletta - pagamento ai distributori nelle fatture del servizio di trasporto - versamento dai distributori al GSE e alla Cassa per i servizi energetico ambientali)

Sistema recentemente messo in discussione dalla giurisprudenza amministrativa con specifico riferimento alla parte relativa alla **riscossione degli oneri generali**

Interventi dell'Autorità:

- Introdotto (delibera 50/18) un meccanismo di riconoscimento a favore dei **distributori** degli oneri di sistema anticipati ma non riscossi, se si dimostrano efficienti nella gestione della morosità dei venditori
- posto in consultazione (DCO 52/2018) un meccanismo analogo per i **venditori** che si siano dimostrati efficienti nella gestione della morosità da parte dei clienti finali, per gli OdS versati ai distributori ma non incassati
 - non commutato in delibera per la difficoltà di conciliare le diverse posizioni emerse sul tema
 - proroga al 30 Giugno 2019 del procedimento per individuare una soluzione in grado di conciliare tutti i diversi interessi in gioco

- La **morosità dei clienti** finali relativa agli oneri generali di sistema **non può essere scaricata né sui venditori né sui distributori**, che non hanno a disposizione leve per rivalersi sui clienti finali inadempienti
- Necessaria implementazione a regime di un sistema che preveda un **meccanismo di gestione e riscossione** degli Oneri di Sistema **analogo a quello in vigore per il canone di abbonamento alla televisione** per uso privato, **basato su un soggetto terzo** (rispetto agli operatori) **responsabile dell'eventuale riscossione coattiva**
- Opportunità che **l'Autorità sensibilizzi le istituzioni competenti**, anche mediante segnalazioni al Governo e al Parlamento, al fine di **promuovere una riforma** legislativa dell'intero assetto degli Oneri Generali di Sistema
- Necessaria identificazione di modalità efficienti e tecnicamente percorribili per **reintegrare i venditori degli oneri di sistema non incassati** a partire dal 1 Gennaio 2016 (data di entrata in vigore dell'attuale CADE) e non più recuperabili.
- Necessità di **rafforzamento delle misure di contrasto alla morosità consapevole del cliente finale** migliorando gli strumenti di tutela già oggi esistenti o introducendone di nuovi per contrastare il fenomeno, sia preventivamente che successivamente
- Opportunità che **l'Autorità sensibilizzi il Governo** per l'emanazione del decreto attuativo dell'art. 1 commi 80-82 legge 4 agosto 2017, n. 124 (legge annuale per il mercato e la concorrenza) per dare rapida attuazione all'**Elenco venditori di energia elettrica**