

Roma, 11 giugno 2020

**AUDIZIONE PRESSO LA 10^a COMMISSIONE DEL SENATO
INDUSTRIA, COMMERCIO E TURISMO
ATTO N. 397**

**Affare sulla razionalizzazione, la trasparenza e la struttura di costo del mercato
elettrico e sugli effetti in bolletta in capo agli utenti**

AICEP, Associazione Italiana Consumatori Energia di Processo, raggruppa imprese industriali grandi consumatrici di energia elettrica in processi produttivi caratterizzati da un'elevata regolarità, continuità e qualità dei prelievi dalla rete elettrica e nei quali il costo dell'elettricità rappresenta un fattore strategico critico. Le imprese Associate, in molti casi facenti parte di importanti gruppi multinazionali, operano principalmente nei settori dei Gas Tecnici, Chimica, Metalli, Vetro e Cemento e rappresentano una quota significativa dei consumi industriali di energia elettrica in Italia.

Attiva da oltre 40 anni ha tra i suoi obiettivi prioritari quello di promuovere le soluzioni più efficienti per l'uso razionale dell'energia elettrica in ambito industriale, affrontando tutte le problematiche di natura tecnico-economica che direttamente o indirettamente riguardano i prelievi dalla rete elettrica.

AICEP ha da sempre sostenuto politiche dirette all'efficienza energetica dei processi industriali e misure che, in un quadro di efficienza dei costi e di mantenimento della competitività dell'industria italiana ed europea, permettano il perseguimento degli ambiziosi obiettivi ambientali previsti dalla politica comunitaria.

AICEP è a sua volta associata ad IFIEC Europe, International Federation of Industrial Energy Consumers, che riunisce le Associazioni nazionali dei consumatori energetici e che partecipa alla AEII, Alliance of Energy Intensive Industry.

AICEP rappresenta	Circa	35 aziende	facenti capo a 18 grandi gruppi
		6-7 Twh/a	di consumi energia elettrica
		5 MD €/a	di fatturato
		11.000	dipendenti diretti

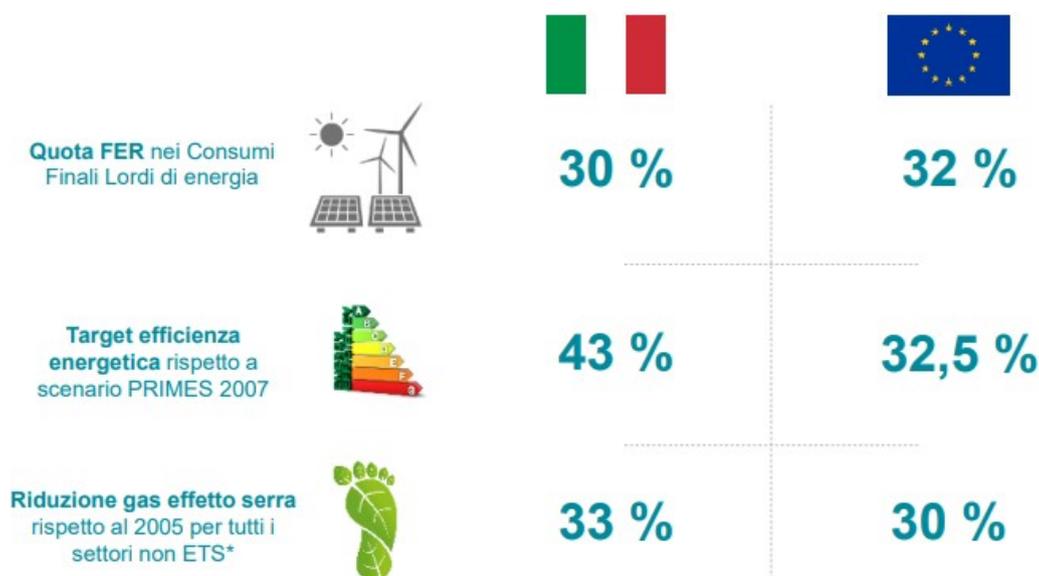
Desideriamo innanzi tutto ringraziare il Presidente e tutta la Commissione per l'opportunità che ci è stata concessa di partecipare a questo ciclo di audizioni per apportare il nostro contributo e il punto di vista dei grandi consumatori industriali su alcuni di temi di grande attualità e rilevanza che possono contribuire in maniera determinante a disegnare il futuro del sistema energetico e conseguentemente delle strategie industriali e dello sviluppo economico del nostro Paese all'interno del più ampio quadro europeo.

Il **quadro di riferimento** con il quale dobbiamo confrontarci è caratterizzato da due aspetti fondamentali: la **profondità della trasformazione** e la **velocità del cambiamento**. Questi elementi devono necessariamente essere contemperati, per quanto riguarda in particolare il sistema energetico ed elettrico, alle necessità di **sicurezza** e **sostenibilità economica** da preservare sia nello scenario obiettivo sia nella fase di transizione che ci attende nei prossimi decenni.

Gli obiettivi ambientali e di sostenibilità definiti negli accordi internazionali e integrati nelle strategie di sviluppo dell'Unione Europea sono assolutamente condivisibili e i settori industriali ad alta intensità energetica sono perfettamente consapevoli del ruolo che potranno e dovranno

svolgere per renderne possibile la realizzazione, ma affinché la transizione abbia successo è condizione imprescindibile **assicurare la competitività dell'industria** europea e italiana in un contesto di "level playing field" interno e globale.

Come ben noto gli attuali obiettivi definiti a livello italiano (PNIEC) ed EU al 2030 sono i seguenti:



uniti all'impegno a livello EU di una riduzione delle emissioni complessive di gas ad effetto serra del 40% rispetto al livello del 1990.

L'introduzione da parte della nuova Commissione EU del "Green Deal" e della conseguente "EU Climate Law" prevede un ulteriore incremento degli obiettivi al 2030 (proposta di portare al 50-55% la riduzione delle emissioni complessive di GHG al 2030) nella definizione delle traiettorie temporali necessarie per il raggiungimento della neutralità carbonica al 2050.

Pur nella consapevolezza dell'ineluttabilità di tali processi e del ruolo di leadership nel cambiamento che l'Europa ha deciso di assumere, ci permettiamo di **attirare l'attenzione sull'opportunità di procedere per fasi successive dando priorità alla definizione e all'implementazione delle politiche, degli strumenti necessari per la loro realizzazione e dell'attenta valutazione degli impatti socio-economici sul lungo periodo**, prima di lanciarsi in rischiose "fughe in avanti". L'approvazione dei Piani Nazionali dei Paesi Membri è ancora in discussione e presenta già oggi forti criticità per l'ambizione degli obiettivi proposti, proporre un ulteriore forte aumento dei target (passare dal 40% al 55% vorrebbe dire incrementare del 75% il percorso da realizzare nel decennio 2021 - 2030) rischia di apparire velleitario e di creare un clima di incertezza nella visione di lungo periodo delle politiche pubbliche e delle strategie aziendali. Dal punto di vista del sistema industriale si ritiene indispensabile una **attenta analisi preventiva dei rischi di carbon leakage e della necessità di adeguamento delle misure di protezione**.

Nella complessità del quadro di riferimento qui sommariamente descritto, i prossimi passaggi che potranno influenzare i temi oggetto dell'Affare in discussione sono i seguenti:

- Recepimento della Direttiva UE 2019/944 Mercato Interno dell'Energia Elettrica
- Adeguamento della normativa nazionale al Regolamento UE 2019/943 Mercato Interno dell'Energia Elettrica
- Recepimento della Direttiva UE 2018/2001 RED2 Energia da Fonti Rinnovabili
- Introduzione del nuovo TIDE Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico

L'insieme di questi elementi normativi e regolatori comporterà una prima significativa revisione del sistema e del mercato elettrico indirizzando le scelte che accompagneranno tutta la fase di transizione. È quindi fondamentale che in questa fase vengano mantenuti al centro dell'attenzione le priorità indispensabili per **assicurare un corretto sviluppo delle attività industriali ad alta intensità energetica**, vale a dire la **sicurezza degli approvvigionamenti, l'accesso libero, trasparente e non discriminatorio ai mercati dell'energia e dei servizi, la competitività dei costi complessivi di sistema.**

1) Disegno del mercato e costi di sistema

Il disegno previsto da Direttiva (944/2019) e Regolamento (943/2019) sul Mercato Interno dell'Energia Elettrica va nel senso di un mercato dell'energia e dei servizi ancillari più aperto, trasparente ed efficiente che possa favorire la partecipazione di tutte le categorie di operatori su basi non discriminatorie. Diventa quindi essenziale un attento e rapido recepimento del pacchetto normativo comunitario con il conseguente armonico adeguamento della normativa e della regolazione nazionale. I primi passaggi del percorso di introduzione del nuovo Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico proposti da ARERA vanno in questa direzione ed è quindi opportuno che l'insieme degli interventi normativi e di regolazione procedano coerentemente.

Si attira l'attenzione su alcuni aspetti di particolare sensibilità e rilevanza:

- Nell'obiettivo di assicurare la massima concorrenzialità e competitività dei mercati all'ingrosso si dovrà favorire una **rapida integrazione dei mercati** (in tutte le loro fasi temporali) **a livello regionale ed europeo** tramite lo sviluppo delle interconnessioni, la creazione di regole e piattaforme comuni di scambio, l'ampliamento delle zone di mercato. Questo processo è di fondamentale importanza per ridurre le distorsioni competitive interne al mercato EU e per garantire la massima competitività a livello globale.
- Per le medesime finalità si ritiene necessaria una applicazione uniforme e generalizzata del ricorso alla **compensazione degli oneri indiretti ETS** nei limiti previsti dalle Direttive sugli Aiuti di Stato. Il peso di tali oneri sul prezzo complessivo dell'energia è destinato ad aumentare notevolmente nei prossimi anni e rischia di creare forti distorsioni in caso di compensazioni non uniformi negli Stati Membri e di essere causa di carbon leakage e delocalizzazioni verso zone economiche con politiche ambientali ridotte o assenti.
- Il **ruolo del cliente attivo** dovrà essere **chiaramente e compiutamente definito** e implementato rendendo semplice e non discriminatoria la partecipazione a tutte le fasi dei mercati dell'energia e la possibilità di autoprodurre, vendere, stoccare energia elettrica con libero accesso ad ogni meccanismo di incentivazione, supporto, remunerazione dei servizi ancillari, della flessibilità e dell'efficienza. Tutte le tipologie e categorie di consumatori dovranno poter assumere il ruolo di clienti attivi.
- La partecipazione del cliente attivo dovrà essere possibile, alle **stesse condizioni e senza alcuna discriminazione, sia in forma aggregata che autonoma**. Il ruolo degli aggregatori avrà grande rilevanza nel futuro disegno del mercato, ma non deve in alcun modo precludere la partecipazione diretta del singolo cliente.
- La **partecipazione della domanda** avrà un ruolo fondamentale per rendere tecnicamente possibile ed economicamente sostenibile l'integrazione di quote crescenti di generazione da fonti rinnovabili non programmabili garantendo nel contempo la sicurezza del sistema elettrico e il contenimento dei suoi costi complessivi.

Tutte le categorie di clienti - domestici, commerciali e industriali - dovranno avere la possibilità, liberamente e in maniera non discriminatoria, di mettere a disposizione del sistema le risorse di flessibilità dei carichi. Ciò è indispensabile per una serie di ragioni che diventeranno sempre più critiche:

- . ridurre i picchi di consumo, e quindi di capacità di generazione disponibile, necessari solo per poche ore all'anno (in Italia nel 2018 circa 6 GW di potenza pari al 10% del picco massimo annuale, sono stati necessari solo per 100 ore);

- . ridurre il gradiente delle fasi di rampa (principalmente nelle ore pre-serali e al momento di arresto delle risorse naturali di generazione);
- . ridurre le criticità di bilanciamento in caso di imprevista riduzione o assenza di risorse rinnovabili;
- . ottimizzare lo sfruttamento della capacità di generazione da fonti rinnovabili nei periodi di eccesso di generazione rispetto alla domanda;
- . ridurre conseguentemente le risorse di riserva necessarie per garantire adeguatezza e bilanciamento del sistema;
- . ridurre rischi e costi di congestione della rete
- . ridurre gli investimenti necessari in infrastrutture di rete per garantire la sicurezza ed il bilanciamento del sistema elettrico

Le risorse di flessibilità, in particolare per i clienti industriali ed ancor più per i settori ad alta intensità energetica, non sono però facilmente attivabili per vincoli e limiti tecnici, economici e organizzativi. La **partecipazione della domanda** dovrà quindi essere esclusivamente **libera e volontaria, senza alcuna discriminazione** per chi non partecipa e prevedere una **corretta remunerazione basata su criteri di mercato e stabili nel tempo** per dare corretti segnali di investimento.

- I progetti pilota in corso ai sensi della Deliberazione ARERA 300/2017 rappresentano un primo passo che deve essere sviluppato ed implementato tramite la definizione di una **chiara e completa definizione e disciplina dei servizi richiesti e dei criteri tecnici ed economici di partecipazione con una visibilità di lungo periodo** che permetta a tutti i potenziali partecipanti di indirizzare le proprie scelte strategiche ed i relativi investimenti. Questo approccio appare necessario anche per rendere possibile lo sviluppo dei sistemi di accumulo anch'essi indispensabili per rendere possibile l'integrazione nel sistema delle nuove capacità di generazione da fonte rinnovabile non programmabile.
- In una logica di mercato aperto, trasparente e concorrenziale sono necessari chiari segnali di prezzo per attribuire la corretta valorizzazione dell'elettricità nel tempo e nella localizzazione. È auspicabile quindi una corretta implementazione dell'eliminazione dei limiti di prezzo minimi e massimi così come previsto dall'art. 10 del Regolamento EU 2019/943
- L'introduzione di strumenti per il **mercato della capacità** dovrà essere strettamente coerente alle previsioni dell'art. 21 del Regolamento EU 2019/943. Pur nella consapevolezza che lo sviluppo della generazione distribuita e non programmabile rende necessaria una attenta gestione delle risorse di adeguatezza del sistema, il ricorso a meccanismi di capacità deve essere residuale rispetto allo sviluppo della partecipazione e flessibilità della domanda e dell'adeguamento delle reti e delle interconnessioni sulla base di preventive e approfondite analisi costi-benefici.

2) Integrazione della nuova capacità da fonti rinnovabili

Il prossimo decennio sarà caratterizzato da un **imponente sviluppo delle capacità di generazione elettrica da fonti rinnovabili** che, alla luce degli obiettivi definiti e delle strategie proposte dal PNIEC riguarderanno principalmente le tecnologie fotovoltaiche ed eoliche.

L'integrazione di queste nuove capacità comporterà una **completa trasformazione del sistema elettrico** che, se non gestito correttamente, può metterne a rischio la sicurezza e adeguatezza e può determinare uno straordinario aumento dei costi complessivi di sistema con impatti che, secondo le scelte che verranno introdotte, potranno ricadere sui costi di dispacciamento e bilanciamento, sulle tariffe di rete o sugli oneri generali di sistema.

La difesa della competitività del sistema industriale italiano passa attraverso dei criteri di sviluppo ed integrazione della nuova generazione rinnovabile che sia in grado di garantire il raggiungimento degli obiettivi ambientali a costi complessivi sostenibili e competitivi. Lo sviluppo dovrà quindi tenere conto, sulla base di approfondite analisi preventive, degli impatti sui costi

complessivi di generazione, sugli investimenti necessari all'adeguamento delle reti e sull'insieme dei costi di dispacciamento.

Lo sviluppo delle **Comunità Energetiche e dell'autoconsumo collettivo** aperto con il Decreto Milleproroghe 2019 che anticipa il recepimento del Regolamento EU 2018/2001 riguarda essenzialmente il mondo del consumo domestico e commerciale di piccole/medie dimensioni. Si tratta sicuramente di uno degli strumenti necessari per favorire la crescita della generazione da FER accompagnato da indubbi vantaggi anche dal punto di vista della costruzione di una cultura e di una sensibilità "green" diffusa e reale che dimostri la possibilità della partecipazione condivisa e della coesistenza tra sostenibilità ambientale e sostenibilità economica.

Rispetto alle scelte sui possibili modelli dei sistemi di autoconsumo collettivo riteniamo che siano da privilegiare forme che prevedano:

- incentivi espliciti che rendano la quantificazione dei costi/benefici per il singolo, per la collettività e per il sistema, prevedibile, misurabile e monitorabile nel tempo;
- l'utilizzo, quando disponibili, delle reti esistenti tramite modelli virtuali che non comportino inutili duplicazioni di costi di infrastrutture che, direttamente o indirettamente, andrebbero a ridurre la competitività complessiva del sistema;
- l'adozione di tariffe di rete basate su criteri cost reflective che possano valorizzare gli effettivi benefici apportati al sistema.

L'autoconsumo collettivo peraltro non può rappresentare, in termini di capacità ed energia generata, l'asse principale di sviluppo per il perseguimento degli obiettivi al 2030 e al 2050. È necessario **creare le condizioni per il rilancio di investimenti nella realizzazione di impianti utility scale** in grado tra l'altro di garantire dei costi complessivi di generazione (LCOE) certamente più competitivi dei piccoli impianti distribuiti.

A tal fine riteniamo che il **recepimento della Direttiva UE 2018/2001 RED2** dovrebbe prendere in considerazione i seguenti aspetti:

- L'adeguato **indirizzo**, in una logica complessiva di mercato, **nella localizzazione dei nuovi impianti** di generazione tramite l'introduzione del burden sharing regionale (anche per ridurre le criticità legate all'accettazione da parte della comunità locali) e della **localizzazione dei contingenti delle aste FER**. Ciò permetterebbe uno sviluppo coerente con i limiti ed il progressivo adeguamento delle reti di trasmissione e distribuzione.
- La **realizzazione di approfondite analisi preventive dei vari scenari** di sviluppo con una attenta analisi degli impatti sui costi complessivi del sistema elettrico in grado di indirizzare le scelte strategiche verso i percorsi più efficienti.
- La creazione di un **sistema di monitoraggio del costo complessivo della transizione energetica** affidato ad un soggetto autonomo ed indipendente che affianchi il sistema di monitoraggio del raggiungimento degli obiettivi.
- Il superamento dell'attuale fase di incertezza determinata, alla luce di quanto previsto dal Decreto FER1 del luglio 2019, dalla coesistenza di un sistema di incentivazione pubblica (per impianti con determinate caratteristiche che permettono l'accesso alle aste) e di un sistema di mercato (impianti non ammissibili alle aste e ricorso ai PPA). Tale coesistenza crea un evidente disparità nel profilo di rischio per chi sviluppa, gestisce e finanzia i nuovi impianti generando una distorsione del mercato che tende a indurre posizioni attendiste nella prospettiva di una apertura del sostegno pubblico anche per i progetti attualmente esclusi dal meccanismo di incentivazione. Ciò determina un forte rallentamento nello sviluppo dei progetti giustificato anche dalle ben note difficoltà nei processi autorizzativi soprattutto per i grandi impianti su aree agricole.

Per garantire una traiettoria di sviluppo coerente con le previsioni del PNIEC (o addirittura superiore alla luce della possibile revisione degli obiettivi al 2030) è necessaria una **scelta**

chiara tra il sistema delle aste con tariffa incentivante (con garanzia pubblica) e il sistema del mercato libero.

In questa ottica riteniamo che un ampliamento del **sistema delle aste possa essere una soluzione efficace a condizione che:**

- . sia aperto alla partecipazione di **impianti su terreni agricoli;**
- . le **procedure autorizzative** siano semplificate e rese più certe nei tempi per garantire una ampia partecipazione alle procedure di assegnazione;
- . i meccanismi di assegnazione rispondano a logiche di **mercato competitivo.**

Rimarrebbe comunque aperta l'opzione di investimenti "a mercato" con possibile ricorso a contratti di lungo periodo tra parti private (PPA) lasciati alla libera contrattazione tra le parti.

La competitività complessiva del sistema elettrico deve rimanere un elemento fondamentale nella valutazione delle strategie e degli strumenti di realizzazione dei piani di sviluppo della generazione da fonti rinnovabili. Solo in tal modo sarà possibile preservare la competitività della struttura industriale del Paese. Per garantire il proprio contributo alla riduzione delle emissioni di gas clima-alteranti ed alla decarbonizzazione del sistema l'industria necessita di trasformazioni tecnologiche, ricerca, investimenti che debbono essere supportati da un approvvigionamento di elettricità decarbonizzata sicuro, affidabile e a costi competitivi.

Gli investimenti ed i maggiori costi conseguenti all'aumento della quota di generazione da fonti rinnovabili rispondono a interessi collettivi generali e quindi non possono ricadere solamente sui consumatori elettrici anche per evitare la disincentivazione dei processi di elettrificazione.

Per favorire i processi di apertura dei mercati e di integrazione economicamente sostenibile della generazione FER si richiama l'attenzione sulla necessità di un completo e rapido recepimento nell'ordinamento nazionale delle seguenti previsioni del Regolamento EU 2019/943:

- **Abolizione della priorità di dispacciamento** per i nuovi impianti rinnovabili (art. 12)
- **Responsabilità del bilanciamento** per tutti i partecipanti al mercato (art. 5)
- Disponibilità per il mercato della **capacità di transito transfrontaliera** (art. 16)

Ringraziamo per l'attenzione che ci avete voluto riservare.



Contatti: Giuseppe Pastorino
g.pastorino@aicep.it
335 580252