



AUTORITA' PER L'ENERGIA ELETTRICA IL GAS E IL SISTEMA IDRICO
AUDIZIONI PERIODICHE
Roma – 10 Maggio 2016

Considerazioni assoRinnovabili sulle linee strategiche dell'Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico con riferimento alla produzione di energia da fonti rinnovabili.

1. Considerazioni generali

Il recente accordo sul clima raggiunto alla COP 21 di Parigi lo scorso dicembre, con lo scopo di limitare il riscaldamento globale, rappresenta un vero e proprio segnale di svolta nella percezione della pericolosità dei cambiamenti climatici: per la prima volta quasi 200 Paesi, responsabili del 93% delle emissioni, partecipano a un progetto di riconversione globale dell'economia.

assoRinnovabili vede con estremo favore questo evento, che può essere definito "epocale". In tale contesto, anche il nostro Paese sarà chiamato a rinnovare le sue politiche di sviluppo del settore; pertanto, dalla classe politica italiana ci aspettiamo una coerente politica energetica, dettata da una visione a lungo termine che privilegi lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili, considerati i tanti vantaggi che il loro utilizzo ha saputo offrire e offrirà al nostro Paese in termini di emissioni evitate di CO₂, minori danni alla salute dei cittadini, incremento di PIL e occupazione.

Il complessivo quadro regolatorio vigente risulta, al momento, inadeguato per un'ulteriore ed auspicabile promozione delle fonti energetiche rinnovabili sul territorio.

L'indeterminatezza di molti elementi, quali a titolo di esempio gli eventuali meccanismi di sostegno che potranno delinearsi dopo il 2016 (in concomitanza con il raggiungimento del tetto dei 5,8 miliardi per i regimi incentivanti previsti dal DM FER non FV), il consistente abbassamento del prezzo dell'energia elettrica nel mercato all'ingrosso, il calo della domanda e, infine, la revisione della disciplina degli sbilanciamenti delle fonti rinnovabili non programmabili, contribuisce a destabilizzare il settore.

In questo contesto di riferimento, il ruolo dell'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico (AEEGSI) risulta essere per molti versi decisivo. Le mutate esigenze dei mercati energetici, soprattutto in termini di produzione e consumo, dovranno tradursi in consequenziali linee di azione da parte della stessa AEEGSI per rilanciare il ruolo dei produttori e consumatori di energia da fonti rinnovabili.

L'azione dell'AEEGSI, per quanto di propria competenza, riteniamo debba perseguire i seguenti obiettivi:

- definizione di un **quadro regolatorio quanto più semplificato, certo e stabile** nel tempo, in grado di favorire e attrarre nuovi investimenti nel settore, con particolare riferimento al prossimo nuovo periodo regolatorio;
- **riconfigurazione del mercato elettrico** che favorisca l'integrazione delle rinnovabili (programmabili e non) e della generazione distribuita;

- promozione dell'**alto valore delle fonti energetiche rinnovabili**, in considerazione della loro crescente importanza per la collettività in termini di sviluppo ambientalmente sostenibile e diversificazione dell'approvvigionamento energetico;
- promozione dello **sviluppo delle infrastrutture** ed il **miglioramento della sicurezza** e della qualità dei servizi, valutandone e monitorandone contestualmente l'adeguatezza e l'efficienza.

2. Considerazioni puntuali sull'attività dell'Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico

In aggiunta a quanto sopra riportato, assoRinnovabili affida al presente capitolo alcune considerazioni più puntuali su tematiche di particolare interesse e criticità per il settore.

• **Biometano**

Il decreto 5 dicembre 2013 ha stabilito le modalità di incentivazione del biometano immesso nella rete del gas naturale e ha previsto la pubblicazione di una serie di provvedimenti tecnici necessari alla completa implementazione della filiera del biometano. L'Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico ha emanato la **Deliberazione 46/2015/R/GAS**, contenente le direttive per la connessione degli impianti di biometano alle reti del gas naturale la determinazione delle quantità di gas ammissibili agli incentivi. Relativamente alla qualità del biometano, la delibera ha stabilito (articolo 3, Allegato A), che fino alla conclusione del Mandato M475 (ovverosia, nel lasso di tempo denominato "*standstill*"), il biometano debba essere **tecnicamente libero** da ogni componente indicato nella norma UNI TR 11537 (regola tecnica sulla qualità del gas elaborata, nelle more del citato *standstill*, in accordo con quanto discusso al CEN nel corso del M475).

L'associazione ritiene tale **restrizione non sostenibile per gli operatori e ingiustificata**.

In concreto, infatti, la descritta disposizione rende impossibile la produzione di biometano, imponendo, non tanto il rispetto di limiti severi sulla qualità - già più rigidi, nella UNI TR 11537, di quelli adottati in altri Paesi Europei - ma **la completa assenza di ogni potenziale microinquinante**, che sarebbe **tecnicamente impossibile assicurare e misurare** con la strumentazione esistente e che, paradossalmente, non è richiesta nemmeno per il metano fossile.

Il continuo protrarsi dell'attività di normazione a livello europeo peraltro, rischia di tardare la pubblicazione degli standard di qualità ancora per mesi.

Si richiede pertanto di **rimuovere il vincolo imposto all'articolo 3** della Deliberazione citata e prevedere il ricorso a standard di qualità realistici e maggiormente in linea con quelli già adottati in altri Paesi.

Si chiede, infine, che, nelle more della conclusione del processo di normazione europeo (considerato peraltro che la definizione delle norme per l'autotrazione sarebbe stata rinviata di ulteriori nove mesi rispetto a quelle per l'immissione in rete), venga chiarito a **quali specifiche di qualità il biometano debba essere conforme se destinato all'utilizzo extra-rete**. Le norme UNI/TR/1153 (e le conseguenti disposizioni della delibera 46/2015/R/GAS sopra richiamate) parrebbero, infatti, non applicabili, nonostante siano

espressamente (e impropriamente) richiamate dalle procedure GSE anche per l'incentivazione del biometano extra-rete.

L'Associazione ritiene che l'utilizzo del biometano, oltre agli indubbi risvolti ambientali, economici e di riduzione della dipendenza energetica dall'estero, costituisca un'importante opportunità - non certo fuori portata per il nostro Paese che ha maturato un'esperienza di prim'ordine nella produzione di biogas - per lo sviluppo di un'industria nazionale. Tuttavia, il perdurante ritardo nella definizione dei provvedimenti per la regolazione del settore ostacola lo sviluppo della filiera nazionale a vantaggio dell'importazione di prodotti e tecnologie dall'estero, impedendo ancora una volta al nostro paese di sviluppare know how e competitività, di garantire ricadute economiche e sociali sul territorio, oltre che di raggiungere gli obiettivi 2020 in materia di trasporti.

- **Sistemi Efficienti di Utenza e Sistemi di Distribuzione Chiusi**

I Sistemi Efficienti di Utenza (di seguito SEU) che il Legislatore nazionale ha introdotto nell'ordinamento con d.lgs. n. 115/2008, in attuazione della Direttiva 2006/32/CE, attualmente non trovano la massima diffusione raccomandata dalla Commissione Europea (Comunicazione COM(2015) 339) anche a causa delle criticità presenti nella Deliberazione 578/2013/R/eel che spesso ne rendono complicata, gravosa e, in certi casi, impossibile l'installazione.

Uno dei temi critici secondo l'Associazione riguarda la definizione di "unità di consumo" ovvero l'introduzione del concetto di "unità immobiliare" (sconosciuto al D.Lgs. n. 115/2008) che nella sua applicazione determinerebbe, secondo l'Autorità, l'esclusione dalla categoria dei SEU di tutte le strutture complesse come porti, aeroporti, stazioni ferroviarie, centri commerciali, poli fieristici, ortomercati, etc.

In più occasioni l'Associazione ha ribadito la propria contrarietà nei confronti di tale posizione (Audizione AEEGSI 2014, lettere dell'11 marzo 2015 e del 29 luglio 2015), in considerazione del fatto che **quasi sempre gli immobili presenti nelle strutture complesse citate partecipano tutti alla fornitura di un unico medesimo servizio** (o alla produzione del medesimo bene), **pertanto sono classificabili come "unità immobiliari" che, insieme, compongono un'unica "unità di consumo"**.

Inoltre, con riferimento all'assunto secondo cui le strutture complesse sarebbero, semmai, classificabili come Sistemi di Distribuzione Chiusi, di fatto l'Autorità con la Delibera 539/2015/R/eel ne impedisce la realizzazione creando un vero e proprio vuoto normativo - ovvero un'ulteriore incertezza per gli operatori - e dimostrando un approccio contrario alla diffusione della generazione distribuita e dell'autoproduzione di energia elettrica che invece la disciplina europea mira a promuovere.

assoRinnovabili chiede che l'Autorità confermi che la Deliberazione 578/2013/R/eel debba essere letta nel senso di ammettere che un sistema in cui sia presente un unico impianto di produzione di energia connesso al diverso cliente finale, possa essere qualificato come SEU anche nelle ipotesi in cui il cliente finale sia costituito da strutture complesse (centri commerciali, aeroporti, ospedali, condomini, ecc.) nelle quali siano presenti più unità immobiliari finalizzate a fornire il medesimo servizio (ad esempio gli esercizi commerciali presenti nei centri commerciali) le quali compongono un'unica unità di consumo.

Questa interpretazione è la sola legittima poiché compatibile con la norma primaria (D.Lgs. n. 115/2008) e con la disciplina europea che hanno di mira a promuovere (e non a frustrare) l'efficienza energetica e l'autoconsumo. Da un punto di vista operativo, inoltre, **assoRinnovabili ritiene opportuno che l'Autorità semplifichi le procedure di qualifica SEU**, a supporto dei piccoli/medi operatori non professionali, introducendo la qualifica automatica non solo per gli impianti in regime di Scambio sul Posto (come previsto dalla Deliberazione 578/2013/R/EEL) ma anche per gli impianti di potenza inferiore a 500 kW che autoconsumano parte dell'energia prodotta, in quanto tali installazioni posseggono gli stessi requisiti tecnici degli impianti in Scambio sul Posto. Un ulteriore aspetto che potrebbe rivelarsi un forte ostacolo allo sviluppo dei SEU è rappresentato dalla riforma della struttura tariffaria degli oneri generali di sistema per tutti gli utenti non domestici, ai sensi di quanto disposto dalla recente Legge 21/2016. Come si tratterà più in dettaglio in seguito, **l'Associazione ritiene che l'Autorità debba garantire che qualsiasi modifica tariffaria persegua l'obiettivo di favorire lo sviluppo di interventi di generazione distribuita e di efficienza energetica**, assicurando un maggior peso della componente variabile "euro/kWh" e del conseguente maggior risparmio derivante dall'introduzione di sistemi finalizzati all'autoconsumo e/o al risparmio energetico.

Alla luce di quanto esposto, assoRinnovabili ritiene necessario che l'Autorità **chiarisca il quadro regolatorio** dei Sistemi Efficienti di Utenza e dei Sistemi di Distribuzione Chiusi, superando le criticità esposte in sintesi e facendosi parte diligente affinché il legislatore **preveda la possibilità di vendita dell'energia elettrica a più utenti finali**.

- **Riforma delle tariffe elettriche**

Come già ribadito durante la fase di consultazione della riforma delle tariffe domestiche, secondo assoRinnovabili qualsiasi modifica alle componenti tariffarie non deve contrapporsi agli obiettivi previsti dalla normativa primaria, ovvero la *promozione di iniziative di sviluppo delle fonti rinnovabili*. Per tale motivo, l'Associazione, con particolare riferimento alla modifica tariffaria delle tariffe domestiche ritiene necessario che l'Autorità evidenzi più chiaramente gli impatti a regime (dal 2018) delle nuove tariffe, nello scenario di annullamento delle differenze tariffarie tra clienti residenti e non residenti, volto ad eliminare l'asimmetria insita nella struttura delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema.

In analogia con le criticità manifestate per la riforma delle tariffe domestiche, assoRinnovabili esprime forte preoccupazione anche in riferimento alla futura modifica delle componenti tariffarie degli oneri generali di sistema per gli utenti non domestici, ai sensi della Legge 21/2016, per il potenziale impatto sulla generazione distribuita nel comparto delle imprese, sia con riguardo ai sistemi esistenti di generazione distribuita (a causa degli effetti retroattivi sui business plan), sia con riguardo a quelli nuovi. Infatti, un eventuale eccessivo aumento delle componenti fisse, ridurrebbe (o addirittura potrebbe annullare) il vantaggio di installare sistemi di autoproduzione volti a minimizzare la spesa energetica dei clienti finali.

Poiché l'Autorità, ai sensi della Deliberazione 138/2016/R/eel, esprimerà i propri orientamenti in materia in uno o più documenti di consultazione, assoRinnovabili auspica che la stessa avvii un ampio confronto con le associazioni di categoria ed in generale con tutti i principali soggetti interessati da questa misura, al fine

di valutare preventivamente tutti i possibili scenari di impatto generati dal cambiamento della struttura tariffaria degli oneri generali di sistema per i sistemi di generazione distribuita. assoRinnovabili invita, in definitiva, l'Autorità a **non privilegiare** - in maniera anacronistica - **la produzione centralizzata di energia da fonte fossile a discapito della generazione distribuita**.

- **Market Design**

Negli ultimi anni l'industria elettrica in Italia e in Europa ha vissuto un rapido e profondo cambiamento, che ne ha influenzato la struttura e le logiche competitive. La trasformazione è il risultato di una molteplicità di fattori concorrenti, quali:

- il calo della domanda di elettricità dovuto alla recessione economica;
- l'evidente condizione di overcapacity;
- il cambio di mix produttivo spinto dalla veloce crescita delle rinnovabili;
- il calo dei costi delle tecnologie fotovoltaiche ed eoliche;
- il mutamento degli scenari dell'industria dei combustibili fossili.

Ne risulta un cambiamento, rapido e tuttora in corso, della struttura stessa del settore e delle dinamiche dei mercati elettrici che richiede, pertanto, una pluralità di interventi.

I principali temi su cui occorrerà riflettere, al fine di apportare quelle necessarie misure che favoriscano un'armonizzazione dei mercati ed una piena integrazione delle fonti rinnovabili nel sistema elettrico, sono:

- **Priorità di dispacciamento delle fonti rinnovabili: è un elemento cardine imprescindibile**, conformemente all'attuale disciplina, al fine di rispettare il principio di massimo sfruttamento delle fonti rinnovabili stabilito dalla Direttiva europea 2009/28/CE;
- **Integrazione delle rinnovabili nei mercati: è opportuno introdurre anche in Italia dei meccanismi volti a promuovere una migliore integrazione delle fonti rinnovabili nei mercati** quali:
 - la possibilità di aggregazione di portfolio di unità di produzione, senza limiti di taglia e distinzione di tecnologia, separati da portafogli aggregati di unità di consumo, su base zonale;
 - una riforma delle tempistiche di operatività dei mercati della borsa elettrica che porti ad una contrattazione continua e riduca a meno di un'ora il timing tra gate closure ed effettiva delivery così come previsto dal Target Model europeo.
- **Oneri di sbilanciamento: nell'ambito di una revisione complessiva dell'attuale meccanismo di calcolo del costo degli sbilanciamenti, per quanto riguarda le FER, si concorda sul mantenimento di un meccanismo di determinazione dei prezzi di sbilanciamento di tipo single price e sul riconoscimento di franchigie differenziate per fonte per considerare la diversa prevedibilità di ciascuna tecnologia. Di conseguenza nella Deliberazione 522/2014/R/eel si dovrebbero trasformare le attuali "bande" previste per ciascuna fonte in "franchigie", riconoscendo per il volume sbilanciato il prezzo MGP senza penalità. Tali franchigie potranno essere ridotte nel tempo con il futuro miglioramento dell'errore di previsione.**

- Partecipazione delle FRNP ai servizi di rete: alcune analisi effettuate evidenziano un contributo potenziale significativo delle FRNP alla fornitura di servizi ancillari, con effetti positivi per il sistema non trascurabili. Le **FRNP**, se opportunamente supportate a livello regolatorio, possono dare un **significativo contributo all'offerta di servizi ancillari**. Posta la fattibilità tecnica, la partecipazione delle FRNP ai mercati dei servizi dovrebbe:
 - essere prevista su base volontaria, dando al produttore la possibilità di scegliere se fornire o meno i servizi, secondo proprie valutazioni economiche, anche in relazione ai costi per l'abilitazione e ai prezzi di mercato;
 - salvaguardare il principio del massimo sfruttamento della risorsa rinnovabile;
 - tener conto della peculiarità della fonte (intermittenza/affidabilità);
 - implicare, a seguito anche di una attenta valutazione in merito alla possibile copertura dei costi di retrofit, un adeguato ritorno economico che stimoli le diverse tecnologie all'innovazione necessaria alla fornitura di servizi di dispacciamento, sia da parte degli impianti esistenti sia da parte dei nuovi, considerati lo sviluppo di competenze e i rischi connessi a tali attività.

- **Prezzi negativi**

Con il DCO 605/2015/R/EEL, rubricato: *"Mercato dell'energia elettrica: Introduzione di prezzi negativi armonizzati a livello europeo ai sensi del regolamento UE 1222/2015 - Primi orientamenti"*, l'Autorità ha sottoposto agli operatori alcune considerazioni preliminari in merito alla possibile introduzione di prezzi negativi sul mercato elettrico italiano.

L'Associazione, pur **non essendo nel principio favorevole ai prezzi negativi** ma essendo conscia della necessità di armonizzare il contesto regolatorio italiano a quanto previsto dal Regolamento UE n. 2015/1222 e in particolar modo a quanto statuito nell'art. 41, ritiene che, qualora l'introduzione dei medesimi nel mercato elettrico interno sia indispensabile, essa debba avvenire nel rispetto di determinate condizioni.

In particolare, assoRinnovabili ritiene che l'Autorità, nel definirne gli aspetti applicativi, debba tener conto di quanto segue:

1. la normazione comunitaria e quella nazionale privilegiano l'utilizzo di energia prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili, la cui promozione ed utilizzo dev'essere **massimizzata** quanto più possibile. **L'introduzione di prezzi negativi non deve, pertanto, comportare una sistematica perdita di produzione di energia derivante da questa tipologia di impianti;**
2. la stessa direttiva europea 2009/28/CE, all'art. 16, comma 1, lettera c) assicura la **priorità di dispacciamento agli impianti di produzione che utilizzano le fonti energetiche rinnovabili** (salvo motivi di sicurezza del sistema elettrico nazionale) sulla base di criteri trasparenti e non discriminatori;
3. il GSE ha un ruolo pivotale sui mercati dell'energia, e per traguardare il proprio obiettivo di dispacciamento potrebbe essere portato ad offrire l'energia in **RID a prezzi negativi,**

incrementando l'esposizione al rischio di formazione di tali valori di prezzo con effetti distorsivi sul mercato.

Tanto premesso, la posizione appresentata dall'AEEGSI nel corpo del DCO appare non in linea con gli indirizzi normativi comunitari, posto che di fatto si propone tout court il taglio dell'incentivazione di impianti FER in caso di formazione di prezzi negativi.

assoRinnovabili auspica che nel corso dei prossimi DCO relativi ai prezzi negativi l'Autorità possa adottare alcuni correttivi - così come già suggeriti dall'Associazione nel corso del processo di consultazione - tra i quali:

- in caso di formazione di prezzi negativi, **la mancata erogazione dell'incentivo sia circoscritta ai nuovi impianti** (incentivati con i regimi in vigore dal 1.1.2016) in accordo con quanto previsto dalle Comunicazione 2014/C 200/01, rubricata: "Disciplina in materia di aiuti di Stato a favore dell'ambiente e dell'energia 2014 -2020";
- **introduzione iniziale di un floor pari a - 50 €/MWh**, quale valore già rappresentativo dei costi ragionevolmente sostenibili anche da parte degli impianti meno flessibili;
- introduzione di un **floor negativo per i soli mercati del giorno prima e dell'intraday**;
- **non erogazione dell'incentivo solo nel caso in cui la formazione del prezzo negativo superi le sei ore consecutive**. Quanto al recupero dell'incentivo si suggerisce che ciò possa più ragionevolmente avvenire al termine dell'anno solare di riferimento, anziché al termine del periodo di diritto.