



Monza, 19 Gennaio 2018

Spett. Ministero dello Sviluppo Economico

Alla cortese attenzione di:

Ministro Dott. Carlo Calenda

email: segreteria.ministro@mise.gov.it

Dirigente Generale Dott.ssa Rosaria Fausta Romano

email: dgmeeren.dg@pec.mise.gov.it

Per conoscenza all'attenzione

Presidente Dr. Guido Bortoni – ARERA

e-mail: gabinetto.aeeg@pec.energia.it; infrastrutture@autorita.energia.it

Presidente Dr. Francesco Sperandini – GSE SpA

e-mail: francesco.sperandini@gse.it

Oggetto: Segnalazioni riguardo a provvedimenti necessari ai fini del raggiungimento dei target comunitari in materia di rinnovabili e di equa tutela dei consumatori e delle piccole imprese

Spettabile Ministro,

ITALIA SOLARE, associazione dedicata alla promozione della produzione di energia sostenibile attraverso le fonti energetiche rinnovabili e in particolare della fonte rinnovabile fotovoltaica, evidenzia con la presente una serie di **problematiche** che si ritiene siano di notevole importanza ai fini di una politica di **sviluppo delle fonti rinnovabili** e di garanzia della **sicurezza degli approvvigionamenti energetici**, bilanciata con una equa tutela dei consumatori e delle piccole imprese.

1. **Nuovo Decreto per l'incentivazione delle FER. Attuazione dell'Articolo 20 della L. 20 Novembre 2017, n. 167.**

Anche in ossequio ai principi stabiliti dalla Comunicazione n. 200/2014 della Commissione Europea (di seguito la “Comunicazione Aiuti”) **il nuovo decreto** per l’incentivazione delle fonti rinnovabili **non potrà discriminare la fonte fotovoltaica rispetto alle altre fonti.**

A tale principio, occorre dare applicazione sostanziale e a tale fine non si può prescindere dal considerare che:

- (i) allo stato gli **impianti fotovoltaici a terra in zona agricola** non possono essere incentivati
- (ii) pochissimi impianti fotovoltaici a terra in zone non agricole hanno ad oggi ottenuto le necessarie **autorizzazioni**, visto che solo nel Novembre 2011 è stata data attuazione alle disposizioni concernenti la neutralità tecnologica nelle procedure di incentivazione
- (iii) gli **impianti fotovoltaici su tetto** sono naturalmente vocati, anche per ragioni di efficienza energetica, all’**autoconsumo** in sito

Al fine di assicurare a tutte le tecnologie, compresa quella fotovoltaica, di partecipare alle procedure di gara di cui all’Articolo 24 comma 4 del D. Lgs. 28/2011 o di accedere alle procedure di cui all’articolo 24 comma 3 del D. Lgs. 28/2011 si invita dunque a tenere in considerazione le seguenti proposte:

- (i) consentire l’accesso all’**incentivo anche agli impianti in autoconsumo** e quindi garantire l’incentivo come premio sull’energia venduta che per l’energia non autoconsumata corrisponde all’energia immessa in rete e per l’energia autoconsumata corrisponde alla differenza fra l’energia prodotta e l’energia immessa in rete, al netto dei consumi ausiliari
- (ii) attribuire gli **incentivi per gli impianti fino a 1 MWp** di cui all’Articolo 24 comma 3 del D. Lgs. 28/2011 agli impianti fotovoltaici **che non aderiscono a convenzioni di scambio sul posto**, incentivando così indirettamente anche l’installazione di **batterie** e di sistemi di **autoconsumo** più efficienti
- (iii) consentire di partecipare alle gare di cui all’articolo 24 comma 4 del D. Lgs. 28/2011 anche a **raggruppamenti temporanei di imprese** o a **consorzi** o **aggregatori di autoconsumatori di energia** che raggruppano una pluralità di impianti, così da consentire un più efficace supporto alla generazione distribuita da fonte rinnovabile oltre a una più semplice dimostrazione dei requisiti economico-finanziari, una più facile finanziabilità dei progetti, nonché la condivisione degli oneri di garanzia e dei costi tecnici e organizzativi che la partecipazione alla gara comporta e altre economie di scala

- (iv) non concentrare le risorse disponibili in un'unica gara, ma distribuirle in **più gare da svolgersi nel corso del 2018 e del 2019**, al fine di garantire una maggiore efficienza delle incentivazioni, in termini di kWh prodotti installati per Euro di incentivo. I costi della tecnologia fotovoltaica in generale e degli accumuli in particolare sono infatti ancora in calo ed è per questo opportuno programmare più aste nei prossimi 2 anni al fine di sfruttare meglio le ulteriori riduzioni di costo attese. Inoltre il numero di autorizzazioni per impianti di dimensioni adeguate alla partecipazione alle gare è ancora molto limitato. Occorre quindi lasciare un tempo sufficiente a garantire lo sviluppo e l'acquisizione delle autorizzazioni per nuovi progetti fotovoltaici che si intendono sviluppare nella prospettiva dell'ottenimento degli incentivi

Si segnala che l'attuazione delle proposte di cui sopra permetterebbe non solo alle grandi utilities ma anche ai consumatori aggregati di energia e alle piccole e medie imprese di accedere agli incentivi, in piena aderenza alla politica comunitaria di partecipazione attiva ai mercati energetici.

2. Riforma delle tariffe domestiche dell'energia

Con Delibera del 14 dicembre 2017, n. 867 ARERA ha differito il completamento della riforma tariffaria domestica, mantenendo fino al 31 Dicembre 2018 le strutture tariffarie vigenti per le componenti a copertura degli oneri generali di sistema. Tale differimento è stato motivato con il fatto che l'attuazione di tale terzo step, con la completa eliminazione della progressività tariffaria, causerà inevitabili aumenti di spesa annua per larghe fasce della popolazione.

La proroga del terzo step è certamente un fatto positivo nell'ottica di gradualità che deve accompagnare il processo di superamento della progressività della struttura tariffaria.

Si vuole però evidenziare che gli aumenti di spesa per un'ampia fascia della popolazione sono in parte importanti dovuti non agli oneri di sistema, ma alla già completata riforma delle tariffe di rete che, senza osservare i criteri di gradualità adottati per gli oneri di sistema, è stata completata già a partire dal 2017 con la Delibera 782/2016 ed è stata confermata con la recente Delibera 907/2017 di ARERA.

Il contenimento del costo degli oneri di sistema nel 2017 ha costituito un elemento di mitigazione, ma ora che gli oneri di sistema (anche per effetto delle norme sugli energivori) tornano a livelli elevati, si avvertiranno pienamente gli incrementi di costo causati da tale riforma degli oneri di rete. Dal giorno 1 Gennaio 2017, una unità di consumo monofamiliare da 3 kWp con un consumo ipotizzato di 1000 kWh/anno deve pagare, indipendentemente dal consumo, per gli oneri di rete un contributo fisso annuale di circa 65 Euro (2.148 centesimi di euro/kW per anno nel 2017),

mentre il contributo fisso annuale precedente nel 2016 era di circa 29 Euro (964,2 centesimi di Euro/kW per anno). Già solo per l'aumento della componente fissa si ha un incremento di oltre 30 euro annuali, ai quali si deve sommare l'aumento dovuto all'eliminazione della progressività per la componente variabile.

Le **nuove tariffe di rete**, quasi integralmente fisse, non solo hanno causato un aumento non graduale dei costi dei piccoli consumatori, ma:

- (i) hanno avuto anche **gravi effetti sull'efficienza energetica e sulla propensione all'autoconsumo domestico di energia da fonte rinnovabile**. Se la tariffa è indipendente dal consumo non sussiste infatti alcun interesse economico nel consumare meno o prelevare meno energia dalla rete elettrica;
- (ii) **non possono considerarsi "cost reflective"**, considerato che i costi delle reti non dipenderanno nel futuro solo dalla infrastrutturazione fisica delle stesse, ma anche e soprattutto dalla capacità del sistema di stimolare meccanismi di cd. "**demand response**" che stimolino a consumare quando è meglio per la stabilità e per il corretto funzionamento della rete elettrica. E' chiaro, infatti, che tariffe fisse e indifferenziate non avendo componenti premiali o penalizzanti sono sostanzialmente opposte a meccanismi di demand response;
- (iii) risultano **in netta controtendenza rispetto agli orientamenti comunitari** (si veda l'Articolo 16 "Charges for connection and access to networks" della Proposta di Regolamento sul Mercato Interno dell'Elettricità del Consiglio Europeo del 20 dicembre 2017, per la quale "le tariffe di rete non devono discriminare né positivamente né negativamente lo stoccaggio di energia e non devono creare disincentivi alla partecipazione in demand response").

Alla luce di quanto sopra ITALIA SOLARE chiede a codesto Ministero di prendere in considerazione un **atto di indirizzo ad ARERA perché modifichi la struttura delle tariffe di rete domestiche risultante dalla riforma** per:

- (i) garantire gradualità anche nell'applicazione della riforma delle tariffe di rete, a tutela dei soggetti che consumano meno energia
- (ii) assicurare che la struttura degli oneri di rete non costituisca un disincentivo ai meccanismi di demand response, all'efficienza energetica e all'autoconsumo di energia e abbia quindi una maggiore valorizzazione delle componenti variabili, pur superando completamente la progressività

3. Mercato della capacità

Stiamo seguendo l'evolversi del procedimento relativo al mercato italiano della capacità.

Non abbiamo notizia del contenuto delle notifiche effettuate alla Commissione.

Rileviamo però che ai sensi della Comunicazione Aiuti e dei più recenti orientamenti del Consiglio e della Commissione **le misure per l'adeguatezza della capacità di produzione:**

- (i) **sono misure eccezionali che devono essere le meno distorsive possibili e volte esclusivamente a risolvere i problemi di adeguatezza riscontrati** (si veda punti 45 e 46 della Comunicazione Aiuti e Articolo 23 della proposta di Regolamento sul Mercato Interno dell'Elettricità del Consiglio Europeo del 20 dicembre per cui "*capacity mechanism shall not go beyond what is necessary to address the resource adequacy concern*")
- (ii) preliminarmente **dovrebbero essere riferite** alla gestione della domanda, all'aumento della capacità di interconnessione, **all'apertura effettiva dell'accesso a tutti i mercati per tutti gli strumenti, inclusi gli stoccaggi di energia, la domanda di energia e l'efficienza energetica** (si veda Articolo 18 della Proposta di Regolamento sul mercato interno dell'elettricità del Consiglio Europeo del 20 Dicembre per cui "*when addressing resource adequacy concerns Member States shall in particular take into account .. consider removing regulatory distortions, enabling scarcity pricing via free price formation, developing interconnection with other member states, allowing for undistorted market access for all market participants including but not limited to energy storage, demand side measures and energy efficiency*")
- (iii) se necessarie **dovrebbero garantire adeguati incentivi anche agli operatori che utilizzano tecnologie sostitutive quali soluzioni di stoccaggio** (si veda punto (226) e (232) (a) della Comunicazione Aiuti)

Ad oggi in Italia:

- (i) **manca un meccanismo a regime di gestione della domanda**, mentre sono in vigore soltanto procedure periodiche di gara indette da Terna che sono strutturate con modalità di scarso interesse per il mercato (solo 77 MW aggiudicati nell'ultima gara)
- (ii) **mancano meccanismi a regime che consentano di partecipare a breve al mercato del dispacciamento a unità di produzione di minore dimensione in forma aggregata, ovvero a unità di produzione da fonte rinnovabile non programmabile** o a unità miste sia di consumo che di produzione (queste ultime sono verosimilmente l'unico modo di valorizzare adeguatamente gli stoccaggi e di consentire alle fonti rinnovabili intermittenti di dare servizi a salire e non solo a scendere)

Si invita quindi a differire la partenza del mercato della capacità a dopo che sia consentita la partecipazione effettiva e con regole definite a regime della domanda, degli stoccaggi e delle rinnovabili non programmabili ai mercati a breve, perché:

- (i) solo dopo l'apertura di tali mercati e la **verifica degli effetti di tale apertura** si potrà effettivamente valutare l'opportunità di avviare meccanismi di remunerazione della capacità
- (ii) se non sono definite le regole a regime per la partecipazione di stoccaggi e rinnovabili a tutti i mercati dell'energia, sostanzialmente si preclude la partecipazione degli stessi al mercato della capacità cui dovrebbero invece poter partecipare

Si fa infine presente che:

- (i) **le esternalità ambientali provocate dagli impianti a fonte fossile non si riflettono nel regime dei costi degli impianti a fonte fossile.** Dovrebbero dunque essere stabiliti criteri perequativi, che assegnino **un bonus nei meccanismi di gara del mercato della capacità agli impianti di produzione a fonte rinnovabile** ovvero agli impianti di stoccaggio e ai meccanismi di gestione della domanda che contribuiscono all'adeguatezza della capacità senza causare danni ambientali e sanitari e quindi costi reali per la collettività
- (ii) la previsione di **premi supplementari a chi offre contemporaneamente capacità esistente e nuova capacità** (che viene suggerita al punto 4.11 del Documento di Consultazione 592/2017 di ARERA) **non sembra coerente con il principio per cui la finalità del mercato della capacità deve essere esclusivamente quella di assicurare l'adeguatezza del sistema.** Tanto più se si considera che non pare opportuno incentivare nuovi impianti a gas, che a breve non saranno più la tecnologia più competitiva (e già oggi non lo sono se si tenesse conto dei costi ambientali)

4. Riforma dell'Articolo 42 D. Lgs. 28/2011 (decurtazione incentivi a seguito verifiche GSE)

Si è preso atto con soddisfazione della recente riforma dell'Articolo 42 del D. Lgs. 28/2011, che, nel caso siano riscontrate, in sede di verifica da parte del GSE, violazioni rilevanti, prevede la decurtazione dell'incentivo in misura ricompresa fra il 20 e l'80 % in ragione dell'entità della violazione. Si evidenziano comunque le seguenti circostanze e proposte necessarie a nostro parere per dare corretta attuazione al nuovo regime dei controlli:

- (i) una decurtazione del 20 % significa la cancellazione pressoché totale dell'investimento effettuato in equity dal soggetto investitore. In sede di verifica dovrà dunque essere

tenuta in adeguata considerazione la **necessità di non considerare violazioni rilevanti errori formali, spesso causati da contesti normativi esistenti complessi e a volte anche controversi**. Da dati GSE risulta che circa un terzo delle verifiche ha esito negativo. Si ritiene che tale percentuale sia indice dell'utilizzo di criteri eccessivamente restrittivi di verifica

- (ii) la nuova norma di legge stabilisce un intervallo fra il 20 e l'80 % che non può essere lasciato alla discrezionalità dell'ente di controllo. A tutela dei principi costituzionali di imparzialità e trasparenza è **necessario che siano stabiliti criteri applicativi predefiniti con apposita integrazione e modifica del DM 31 gennaio 2014**. Nello stabilire tali criteri si invita a tenere conto di quanto sopra evidenziato circa la rilevanza che ha una decurtazione del 20 %, prevedendo come regola l'applicazione della decurtazione minima
- (iii) dovrebbero essere chiarite le **procedure da attivare per il ripristino delle convenzioni per le quali è stata dichiarata la decadenza a seguito di verifiche già concluse**. Non sarebbe conforme a principi di imparzialità discriminare chi ha già subito le verifiche GSE rispetto a chi non le ha ancora avute
- (iv) considerata la lunghezza dei giudizi avanti al TAR, che superano in molti casi il termine massimo di tre anni stabilito dalla Corte Europea dei Diritti dell'Uomo, sarebbe necessario **prevedere strumenti alternativi di definizione del contenzioso nei confronti del GSE**, ivi compresa la possibilità, almeno per i piccoli impianti, di definire procedure di conciliazione e di tutela avanti a un difensore civico per le controversie fra l'utente e l'erogatore del servizio di controllo ed erogazione degli incentivi
- (v) per gli impianti di minore dimensione in autoconsumo (**fino a 20 kWp**) si ritiene che sarebbe opportuno dare la **possibilità di risolvere la convenzione incentivante dietro il pagamento al soggetto produttore di una somma forfettaria**, e la rinuncia alla convenzione di scambio sul posto. Questo infatti (considerati i tassi di interesse attuali e quindi il costo non elevato del reperimento di risorse finanziarie) consentirebbe un risparmio a lungo termine sul costo degli oneri di sistema per i cittadini e spingerebbe i proprietari di impianti a investire in impianti di stoccaggio per incrementare l'autoconsumo, garantendo così un importante avanzamento tecnologico del parco fotovoltaico installato

5. SDC e linee dirette

Nonostante sia stata più volte espressa da codesto Ministero la volontà di permettere la costituzione di **reti elettriche private alimentate da fonte rinnovabile**, quando queste hanno i requisiti stabiliti dalla normativa comunitaria per i sistemi di distribuzione chiusi, ad oggi tali configurazioni **rimangono ingiustificatamente ancora vietate**.

Si segnala poi che **ARERA** con documenti di carattere non normativo **ha espresso l'avviso che le linee elettriche private dirette di nuova installazione** che non hanno le caratteristiche dei Sistemi Efficienti di Utente (SEU) o degli Altri Sistemi di Autoproduzione (ASAP) **non possano essere operate** (Cfr. Testo Unico Produzione Elettrica di Agosto 2017, p. 147 ove è scritto *“ASE Vincoli di data Entrata in esercizio entro l'1 Gennaio 2014 (fatti salvi i casi in cui il sistema perde i requisiti originari e diventa ASE)”*).

Questo:

- (i) **impedisce ai consumatori di approvvigionarsi di energia da aree che sono nella disponibilità di terzi**, limitando per i conduttori immobiliari di parti di edifici le possibilità di auto-consumare energia, visto che spesso non hanno la disponibilità delle aree limitrofe alla loro unità immobiliare, dove si potrebbe produrre energia;
- (ii) **obbliga a un criterio di stretta contiguità fra impianto di consumo e di produzione**, che risulta impossibile rispettare per impianti al servizio di grandi utenze che necessitano di spazi significativi per dare una fornitura adeguata;
- (iii) **non si ritiene conforme all'Articolo 34 comma 1 della Direttiva UE 2009/28** per il quale: *“Gli Stati membri adottano le misure necessarie a consentire che: a) tutti i produttori e le imprese fornitrici di energia elettrica stabiliti nel loro territorio riforniscano mediante una linea diretta i propri impianti, le società controllate e i clienti idonei.”*.

Si invita dunque codesto Ministero a inviare un atto di indirizzo ad ARERA per chiedere di adeguare la sua interpretazione sulla possibilità di fare nuove linee dirette in conformità alla disciplina comunitaria applicabile e a quanto già risultante dalle guide GSE sui sistemi semplici di produzione e consumo dove non era previsto alcun vincolo di data per la configurabilità di linee dirette diverse da SEU e ASAP: i cd ASE (cfr. GSE, *“Sistemi Semplici di Produzione e Consumo Regole Applicative per la presentazione della richiesta e il conseguimento della qualifica di SEU e SESEU per i sistemi entrati in esercizio successivamente al 31 Dicembre 2014”*, Versione n. 2, p. 23).



Si ringrazia per l'attenzione e si fa cortese richiesta di un incontro per poter illustrare e meglio chiarire le varie tematiche evidenziate.

Distinti saluti

Paolo ROCCO VISCONTINI

Presidente ITALIA SOLARE