



Autorità di regolazione per energia reti e ambiente

Documento di consultazione 390/2022/R/eel

Osservazioni ENGIE

Osservazioni Generali:

ENGIE come operatore nel settore energetico ha l'obiettivo di contribuire alla transizione ecologica del Paese tramite la promozione di tecnologie che sappiano coniugare la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e la tutela dell'ambiente. Per raggiungere gli obiettivi del Fit For 55 reputiamo che la diffusione di comunità energetiche sia una chiave fondamentale, per questo stiamo lavorando attivamente ad una serie di iniziative che saranno oggetto di qualifica CER e coinvolgeranno una pluralità di membri.

In generale, apprezziamo l'iniziativa dell'Autorità, che con il presente DCO ha semplificato molti degli aspetti incerti nella precedente regolazione "sperimentale" apportando dei miglioramenti significativi tra cui l'assegnazione del ruolo di Referente delle Comunità Energetiche Rinnovabili anche a soggetti terzi, gli orientamenti relativi alle nuove configurazioni "a distanza" con linea diretta e l'incentivazione dei sistemi di accumulo nelle configurazioni. Tuttavia, è doveroso sottolineare che, con esplicito riferimento alle Comunità Energetiche Rinnovabili, la valutazione dell'efficacia delle misure proposte potrà essere completata solo a valle della definizione degli incentivi riconosciuti sull'energia condivisa da parte del MiTE. Si auspica che l'incentivazione a regime possa essere tale da attrarre investimenti, identificando un giusto trade-off tra la necessità di favorire una diffusione capillare sul territorio dell'autoconsumo, valorizzando quindi impianti di più piccola taglia, e al contempo non limitare lo sviluppo di impianti di taglia maggiore, affidando la loro sostenibilità economica principalmente alle economie di scala.

Rimangono infine dubbi in merito all'interoperabilità tra Superbonus 110 e gli incentivi oggetto del presente documento di consultazione.



ENGIE Italia S.p.A
Via Chiese 72
20126 Milano – Italia
Tel. +39 02 329031 – Fax +39 02 32903200

Capitale sociale 47.460.583,00 euro i.v. – Codice Fiscale e Partita IVA n°06289781004
REA n° 1817090
Società sottoposta all'attività di direzione e coordinamento di
ENGIE SA ai sensi dell'art. 2497 bis

Risposte ai singoli spunti di consultazione:

S1. Quali altre considerazioni potrebbero essere presentate in merito all'individuazione delle diverse configurazioni di autoconsumo individuale e alle conseguenti modifiche da apportare al TISSPC?

Si condivide quanto proposto dall'Autorità in merito alla definizione di SSPC. Si auspica che venga chiarito in ogni caso anche il quadro degli SSPC esistenti (SEU, SEESEU, ASAP e ASE) o alla loro eventuale eliminazione in favore dell'applicazione generale della nuova definizione di SSPC, avendo queste la medesima regolazione tariffaria. In termini di modifiche da apportare al TISSPC, nell'ottica di semplificazione delle configurazioni, si richiedono dei chiarimenti in funzione all'applicazione delle configurazioni di autoconsumo "a distanza" con linea diretta in contesti dove vige incertezza, ad esempio nel caso in cui l'Unità di Produzione sia un impianto di cogenerazione, o che l'unità di produzione rinnovabile sia direttamente connessa a distanza ad un elettrolizzatore per la produzione di idrogeno green.

S2. Si condividono gli orientamenti prospettati in relazione all'applicabilità di quanto disposto dall'articolo 30, comma 1-bis, del decreto legislativo 199/21 e alla possibilità di scelta da parte dell'autoconsumatore individuale da fonti rinnovabili "a distanza" con linea diretta di poter accedere, in alternativa, alla regolazione prevista dal TISSPC ovvero alla regolazione prevista per le forme di autoconsumo diffuso?

Si condivide quanto proposto dall'Autorità e si auspica un'ulteriore semplificazione relativamente alla classificazione delle configurazioni di autoconsumo.

La possibilità di scelta in capo all'autoconsumatore individuale da fonti rinnovabili "a distanza" con linea diretta di poter scegliere la configurazione e il "meccanismo incentivante" adeguato alle sue esigenze, rappresenta sicuramente un'opportunità che potrebbe portare ad una spinta nella diffusione di impianti rinnovabili. Si ritiene tuttavia opportuno chiedere che l'Autorità espliciti l'eventuale possibilità di "switch" da uno all'altro meccanismo, a parità di configurazione elettrica, nel corso della vita utile dell'impianto. In tal senso si propone la possibilità di effettuare almeno uno "switch".

Si chiede inoltre di chiarire quale sarà la modalità operativa attraverso la quale i consumatori ricadenti nelle configurazioni di cui all'articolo 30, comma 1-bis, del decreto legislativo 199/21 saranno chiamati a pagare gli oneri generali di sistema.



Riteniamo infine che, qualora un consumatore membro di una configurazione di Autoconsumo Diffuso (ad esempio una CER) fosse anche rifornito mediante una linea diretta configurata alla stregua di un SSPC, l'energia prodotta dall'impianto connesso tramite linea diretta in eccesso rispetto all'autoconsumo del consumatore in oggetto dovrebbe poter essere condivisa e valorizzata all'interno della CER, qualora ovviamente ricorrano per l'impianto di generazione i requisiti necessari per la valorizzazione e eventualmente la sua incentivazione.

S3. Quali altre considerazioni potrebbero essere svolte in materia di SDC e di modifiche da apportare al TISDC attualmente vigente? Perché?

In merito alla previsione che consente agli SDC esistenti la modifica del proprio ambito territoriale (attualmente non prevista) riteniamo che sia ragionevole il mantenimento della regolazione in essere al momento della costituzione del SDC. A supporto di tale considerazione, un aumento del perimetro per includere un terreno dove potenzialmente sia possibile sviluppare un impianto rinnovabile potrebbe migliorare le condizioni della configurazione apportando benefici alle utenze insite il SDC con un ulteriore risparmio in bolletta derivante dal minor prelievo di energia elettrica dalla rete sul punto di interconnessione. Un ulteriore necessità di chiarimento all'interno del TISDC è infine necessaria nel caso in cui un impianto rinnovabile esterno al perimetro dell'ASDC sia collegato "a distanza" al suo interno per il tramite di un "collegamento diretto".

S4. Quali altre considerazioni potrebbero essere presentate in merito all'individuazione delle aree sottese alla medesima cabina primaria? Si ritiene che gli orientamenti prospettati siano un valido compromesso tra le esigenze tecniche e la semplicità operativa? Perché?

Si auspica che per agevolare ulteriormente lo sviluppo e la semplicità di individuazione delle utenze aggregabili in una configurazione di autoconsumo diffuso, vengano stabilite delle tempistiche massime stringenti per la pubblicazione delle "mappe convenzionali". Si apprezza lo sforzo fatto dall'Autorità per semplificare l'individuazione dei perimetri delle cabine ma si suggerisce, *soprattutto nel periodo transitorio precedente alla messa a disposizione delle mappe*, che vengano utilizzati dei parametri "flessibili" per la definizione dell'appartenenza di un'utenza a una determinata cabina (es. nel caso in cui 2 utenze siano ubicate sulla medesima via, possono, indipendentemente dalla cabina, afferire alla stessa CER). A supporto di questi criteri le società di Distribuzione, in coordinamento con l'Autorità potrebbero effettuare preliminarmente una ripartizione territoriale che tenga in considerazione dati pubblici come:

- I confini delle unità amministrative a fini statistici fornita dall'ISTAT (database comuni ISTAT);
- la mappatura delle cabine primarie di distribuzione.

L'inclusione o meno di un POD sotto la stessa Cabina Primaria è l'elemento discriminante per la costituzione di una Comunità Energetica e quindi la messa a disposizione dovrebbe essere garantita in fase preliminare di analisi e definizione della CER.

Infine, da un punto di vista operativo, i soggetti promotori (non necessariamente il Referente, che ricordiamo, è un soggetto che potrebbe essere definito in un secondo momento) delle comunità devono poter valutare a priori la composizione della comunità e, quindi, avere la possibilità di accedere ad informazioni pubbliche che permettano di accertare l'appartenenza alla stessa cabina.

L'output finale potrebbe prevedere un Portale per individuare la cabina primaria di riferimento tramite l'inserimento del codice POD.

S6. Si ritiene necessario riportare ulteriori considerazioni in merito all'individuazione del soggetto referente e alle modalità con cui quest'ultimo si interfaccia con il GSE, anche alla luce dell'esperienza nel frattempo intercorsa? Perché?

Si condividono gli orientamenti dell'Autorità relativamente alla possibilità di estendere il ruolo di referente a soggetti terzi rispetto ai membri delle Comunità.

Si auspica in ogni caso che vengano approfonditi i limiti legati all'individuazione del soggetto referente, potrebbe essere utile dare una definizione esplicita del novero dei soggetti terzi esterni alla comunità ammissibili, come potrebbero essere il produttore o una E.S.Co che gestisce l'Unità di Produzione (ruolo che vediamo naturale in quanto questi soggetti apporterebbero una notevole semplificazione nella gestione dei rapporti e un'ottimizzazione dei flussi di consumo interni alla comunità dando un'accelerazione allo sviluppo di queste configurazioni), o non ammissibili ad esercitare ruolo del Referente. Resta inteso che il mandato implica per il Referente la possibilità di gestire anche i flussi economici sottesi alla Comunità, ivi compresa l'erogazione degli incentivi da parte del GSE. Riteniamo infine opportuno che, come per le comunità energetiche, il ruolo di referente possa essere demandato ad un soggetto terzo anche nel caso delle configurazioni di autoconsumatore individuale da fonti rinnovabili "a distanza" e di gruppi di autoconsumatori da fonti rinnovabili che agiscono collettivamente.

S8. Quali ulteriori considerazioni potrebbero essere presentate ai fini della ripartizione dell'energia elettrica autoconsumata per ciascun impianto di produzione afferente alla configurazione? Perché?

Si condivide la previsione dell'Autorità di ripartire l'energia elettrica autoconsumata in funzione della data crescente di entrata in esercizio degli impianti di produzione. Si sottolinea tuttavia che questa previsione possa essere attuata per tutti i nuovi impianti (quelli avviati a seguito dell'entrata in vigore del dlgs 199/21 o del 42-bis) mentre risulterebbe distorsiva nel caso di aggregazione di impianti esistenti – fermo restando il limite del 30% - che risulterebbero “sgraditi” alla CER nel caso in cui fossero beneficiari di un incentivo ridotto o nullo.

Al fine di stimolare quanto più possibile la realizzazione di nuovi impianti senza perdere l'opportunità di aggregare gli esistenti, si propone quindi di considerare un criterio di ripartizione basato sulla data di entrata in esercizio limitatamente agli impianti di nuova realizzazione e un criterio basato sulla data di “adesione” alla CER per gli impianti esistenti.

S13. Si ritiene preferibile consentire, per un periodo di tempo limitato, la coesistenza delle due discipline come sopra richiamato, oppure prevedere che il TIAD diventi operativo solo a seguito dell'entrata in vigore del nuovo decreto ministeriale di cui all'articolo 8 del decreto legislativo 199/21? Perché?

Per quanto concerne il TIAD sarebbe preferibile mantenere la coesistenza della doppia disciplina. La definizione del TIAD, anche se operativo solo a seguito dell'entrata in vigore del nuovo decreto ministeriale, rappresenta il riferimento normativo per le configurazioni in fase di progettazione.