

Orientamenti in materia di configurazioni per l'autoconsumo previste dal decreto legislativo 199/2021 e dal decreto legislativo 210/2021.

Documento di consultazione ARERA 390/2022/R/eel del 02 agosto 2022

Osservazioni di Elettricità Futura
23/09/2022

www.elettricitafutura.it



Osservazioni generali

In generale, condividiamo l'iniziativa dell'Autorità che, con il presente DCO, intende aggiornare le disposizioni ad oggi vigenti in tema di autoconsumo, alla luce degli interventi legislativi di cui al D.Lgs. 199/2021 e al D.Lgs. 210/2021.

Infatti, riteniamo di fondamentale importanza una tempestiva emanazione di tutti i provvedimenti attuativi dei decreti legislativi sopra richiamati, tra cui le delibere di competenza dell'ARERA nonché il DM di competenza del MiTE in tema di aggiornamento del quadro di incentivazione.

Con riferimento alle proposte di cui al Documento di Consultazione in esame, evidenziamo in linea generale che, al fine di permettere l'effettivo sviluppo delle CER, sarà indispensabile:

- a) garantire un buon funzionamento dell'intero processo operativo - definendo procedure semplici e tempistiche certe – assicurando al contempo la massima flessibilità agli operatori in termini di organizzazione e gestione delle CER stesse.
- b) promuovere un aggiornamento delle disposizioni di cui alle Regole Tecniche del GSE in merito al requisito dell'impossibilità di far parte delle CER nel caso in cui le imprese appartengano ai codici ATECO 35.11.00 e 35.14.00 (produzione e vendita di energia). Tale requisito risulta infatti eccessivamente restrittivo rispetto al disposto della norma primaria, che non pone specifici limiti alla partecipazione alle CER da parte delle imprese, fatto salvo il rispetto del requisito dei poteri di controllo destinati alle sole PMI previsto per le nuove configurazioni.

Sempre in premessa, preme evidenziare come la delibera 539/2015/R/eel disponga che ARERA stabilisca i corrispettivi, i criteri e le condizioni economiche per la stipula delle convenzioni fra i gestori di rete concessionari e quelli dei sistemi di distribuzione chiusi.

Con riferimento al tema riguardante la richiesta di connessione verso il distributore per i POD appartenenti ai SDC, si suggerisce che il distributore possa valutare prioritariamente, qualora la soluzione di connessione fisica imponga tempi eccessivamente lunghi e costi gravosi, il ricorso a una connessione virtuale alla rete pubblica

Infine, in riferimento alle forme di autoconsumo virtuale dell'energia, la valutazione dell'efficacia delle misure proposte potrà essere completata solo a valle della definizione degli incentivi espliciti riconosciuti sull'energia condivisa da parte del MiTE.

Osservazioni di dettaglio

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?

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?

Riteniamo condivisibile in linea generale la possibilità per cui un SSPC "a distanza" possa accedere ai meccanismi di incentivazione previsti per l'autoconsumo diffuso. Si ritiene dunque auspicabile che il MiTE tenga conto anche della fattispecie di autoconsumatori individuali da fonti rinnovabili "a distanza" con linea diretta nell'emanazione del decreto sui nuovi meccanismi di incentivo previsti dall'art. 8 del D.Lgs. 199/21.

Infine, si ritiene opportuno chiedere che venga esplicitata l'eventuale possibilità di switch da uno all'altro meccanismo, a parità di configurazione elettrica, nel corso della vita utile dell'impianto.

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

Sul tema delle sub-concessioni e in particolare sul tema dei rischi derivanti dalle sub-concessioni della rete, si rinvia la trattazione del tema a seguito dell'adozione, da parte del Ministro della Transizione Ecologica, della procedura di autorizzazione alla stipula della sub-concessione, ai sensi dell'articolo 17, comma 7 del decreto legislativo 210/21.

In merito alla previsione che consente agli SDC esistenti la modifica del proprio ambito territoriale (cosa oggi non consentita), non si condivide la previsione che prevede in ogni caso l'applicazione della regolazione vigente per i nuovi SDC; sarebbe opportuno il mantenimento della regolazione in essere del SDC oggetto di modifica. Non si ritiene infatti che la modifica dell'ambito territoriale possa essere considerato un elemento tale da comportare la modifica del trattamento regolatorio previsto per l'intero SDC già in essere prima della pubblicazione del Dlgs. 210/2021.

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?

In linea generale si condivide la proposta ARERA di una individuazione semplificata dell'area sottesa a ciascuna cabina primaria e si sottolinea il fatto che tale metodologia dovrebbe basarsi necessariamente su elementi statistici oltre che elettrici di stabilità della rete.

Si ritiene altresì necessario segnalare che la definizione di “area sottesa alla medesima cabina primaria” può variare di molto a seconda che si tratti di aree metropolitane o periferiche. È pertanto auspicabile che sia adottata dall'Autorità, in coordinamento con le società di Distribuzione, una ripartizione territoriale che, pur partendo dalla centralità delle cabine primarie, tenga conto poi dell'articolazione ed organizzazione funzionale ed amministrativa del territorio stesso, sulla base di informazioni di tipo cartografico da reperire tramite fonti autorevoli e super partes, come ad esempio quelle estratte dai database ISTAT. In particolare, nelle aree periferiche ed “interne” le aggregazioni territoriali a livello di NUT III - Comuni, è auspicabile che possano essere interamente aggregate ad un'unica cabina primaria se non ve ne sono 2 sul proprio territorio, evitando frazionamenti all'interno del medesimo comune nei modelli organizzativi degli autoconsumi collettivi e CER. Nelle aree urbane lo stesso principio di omogeneità/unicità amministrativa può essere riferibile a quartieri, aree industriali, per le quali è auspicabile l'aggregazione, anche solo formale, ad un'unica cabina primaria, eventualmente tramite una definizione dei confini territoriali che eviti appunto sia sovrapposizioni che dubbi di appartenenza. Inoltre, si auspica che vengano stabilite delle tempistiche massime per la pubblicazione delle “mappe convenzionali”, da parte dei distributori (sui propri siti almeno per una fase transitoria) al fine di agevolare ulteriormente lo sviluppo e la semplicità di individuazione delle utenze aggregabili in una configurazione di autoconsumo diffuso.

Dovrebbe essere, inoltre, previsto anche un termine entro il quale il GSE dovrà procedere all'assemblamento delle mappe dei singoli distributori. Si sottolinea infatti come la mancanza di informazioni puntuali sulla definizione delle aree sottese alle cabine primarie stia costituendo un freno molto significativo per lo sviluppo delle prime iniziative di CER. Si suggerisce pertanto che nelle more dell'assemblamento delle mappe da parte di GSE sia richiesto ai distributori di renderle disponibili entro tempistiche brevi e stabilite dalla delibera sui propri siti.

Per quanto riguarda il processo di validazione del perimetro della CER da parte del GSE, si propone che i controlli siano svolti attraverso l'utilizzo del Sistema Informativo Integrato (SII) e dei database già a disposizione dello stesso GSE (fino a che il SII non gestirà anche i dati relativi agli impianti di produzione), evitando quindi la creazione di nuovi canali di comunicazione con i distributori come ipotizzato in consultazione.

Infine, da un punto di vista operativo, i soggetti promotori delle comunità devono poter valutare a priori la composizione della comunità e, quindi, avere la possibilità di accedere quanto prima ad informazioni pubbliche che permettano di accertare l'appartenenza alla stessa cabina.

S5. Quali altre considerazioni potrebbero essere presentate in merito all'individuazione dei soggetti facenti parte delle configurazioni per l'autoconsumo diffuso? Perché? Si ritengono necessarie altre precisazioni nei casi in cui viene ipotizzato un generale rimando a quanto già previsto dalla deliberazione 318/2020/R/eel o alle Regole Tecniche del GSE? Quali e perché?

Come rilevato nelle osservazioni generali, si ritiene opportuno precisare che l'attuale quadro normativo esclude la partecipazione di alcune tipologie di imprese alle comunità energetiche, con ciò disincentivando tali soggetti nella promozione del modello di autoconsumo condiviso.

Come noto, infatti, per quanto riguarda l'ambito soggettivo, l'art. 42-bis del Decreto-legge 162/2019 prevede che gli azionisti o membri delle comunità energetiche siano persone fisiche, piccole e medie imprese, enti territoriali o autorità locali, ed inoltre dispone che la partecipazione alla comunità non debba costituire l'attività commerciale e industriale principale.

Parzialmente diverso l'art. 31 del D.lgs. 199/2021 che definisce la comunità quale soggetto di diritto autonomo, in cui la qualifica di persone fisiche, piccole e medie imprese, enti territoriali e autorità locali rileva ai soli fini dell'esercizio dei poteri di controllo all'interno della comunità stessa. Per quanto riguarda le imprese, si ribadisce che la partecipazione alla comunità di energia rinnovabile non può costituire l'attività commerciale e industriale principale.

Sul punto, nell'ambito della disciplina transitoria in essere, in attesa dei provvedimenti attuativi del decreto legislativo citato, le Regole Tecniche del GSE hanno precisato che, nel caso di imprese private, la partecipazione alla CER è esclusa per i seguenti codici ATECO: 35.11.00 (produzione di energia elettrica) e 35.14.00 (commercio di energia elettrica).

Tale requisito risulta infatti eccessivamente restrittivo rispetto al disposto della norma primaria, che non pone invece specifici limiti alla partecipazione alle CER da parte delle imprese, fatto salvo il rispetto del requisito dei poteri di controllo destinati alle sole PMI previsto per le nuove configurazioni. Si propone quindi di rimuovere tale requisito. Per attestare il rispetto della condizione, il referente della configurazione potrebbe presentare una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà resa ai sensi dell'art. 47 DPR 445 2000, controfirmata dagli iscritti, che attesti che la partecipazione alla comunità energetica o alla configurazione di autoconsumo collettivo non costituisce l'attività commerciale e industriale principale dei suoi membri.

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 condivide l'apertura prevista nel documento di demandare il ruolo di referente anche a un soggetto terzo alla comunità energetica, previo mandato. Tale soggetto, in un'ottica di gestione ottimale della configurazione, dovrebbe disporre di adeguati requisiti di professionalità e competenze tecniche specifiche. Si richiede che tale apertura venga garantita anche nella fase di sperimentazione, tutt'ora in corso.

Con riferimento alle interlocuzioni fra referente e GSE evidenziamo la necessità che lo scambio di dati/informazioni tra tali soggetti avvenga secondo modalità automatizzate ed informatizzate, (esempio interfacce Application Programming Interface - API) tali da consentire anche l'invio massivo di dati (e non caricamenti manuali).

S7. Quali ulteriori considerazioni potrebbero essere presentate ai fini della quantificazione dell'energia elettrica autoconsumata su base oraria? Si condivide la proposta semplificata riportata nel caso di sistemi di accumulo? Perché?

Si condivide la proposta semplificata in casi di accumulo, proponendo altresì che la quantificazione dell'energia autoconsumata sia definita sulla base dei dati forniti dagli operatori oppure da RSE o Ispra per le diverse tecnologie e potenze, sulla base di oggettivi riscontri sperimentali e non delegata alla discrezionalità del GSE.

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 ribadisce quanto evidenziato in premessa circa l'esigenza di assicurare massima flessibilità agli operatori in termini di organizzazione e gestione delle Comunità Energetiche Rinnovabili.

S9. Quali ulteriori considerazioni potrebbero essere presentate ai fini della valorizzazione dell'energia elettrica autoconsumata? Perché?

In termini di incentivo alle forme aggregative di autoconsumo collettivo si propone che il valore più elevato della componente variabile della tariffa di distribuzione definita per le utenze e per altri usi in bassa tensione – BTAU, sia applicato non solo alla parte di energia autoconsumata oraria

imputabile agli impianti di produzione ubicati nell'edificio o condominio a cui è riferito il gruppo, ma in generale agli autoconsumi orari imputabili a tutti gli impianti di produzione allacciati in bassa, nel limite della contemporaneità di consumo di utenti in bassa tensione, estendendo questo beneficio sia agli autoconsumi collettivi di impianti non presso l'edificio di consumo, che alle Comunità Energetiche Rinnovabili. Questo per riconoscerne comunque un *plus* di contributo alla stabilizzazione delle reti di bassa tensione. Pertanto, in riferimento al punto 4.62 si propone che nelle CER il contributo sulla componente tariffaria BTAU sia riconosciuto alle CER (ed agli autoconsumatori collettivi) in riferimento all'autoconsumo istantaneo dell'energia prodotta da impianti FER immessi in bassa tensione e consumata in bassa tensione.

S10. Si ritiene che debbano essere rappresentati altri aspetti afferenti all'applicazione degli strumenti incentivanti, per quanto di competenza dell'Autorità? Quali e perché?

Il D.Lgs. 199/2021 è entrato in vigore il 15 dicembre 2021 e non il 16 dicembre 2021, pertanto non si comprende perché al punto 4.68 si indichi la data del 16 dicembre 2021, in quanto dovrebbero essere considerati nuovi gli impianti entrati in esercizio dalla data di entrata in vigore della norma e non dal giorno dopo, così come sono da considerare esistenti gli impianti entrati in esercizio prima dell'entrata in vigore della norma, quindi prima delle ore 24.00 del 14 dicembre 2021.

Al punto 4.69 si richiede che ARERA, per la definizione delle “potenze” faccia esplicito riferimento per gli impianti eolici e idroelettrici alla definizione completa di cui al DM 23 giugno 2016 art. 2 comma 1 lettera p) riportante integralmente la definizione e le eccezioni, e per gli impianti fotovoltaici alla definizione di cui al DM 04 Luglio 2019 art. 2 comma 1 lettera b).

Preme evidenziare in particolare l'eccezione, ormai consolidata, che nel caso di impianti idroelettrici, la potenza di un impianto è *definita come la “potenza nominale di concessione di derivazione d'acqua”* e non già la potenza apparente dei generatori moltiplicata per il fattore di potenza nominale riportati sulla targa dei generatori.

Poiché si presume che tale definizione e le relative eccezioni siano mantenute nei decreti attuativi ministeriali, è opportuno che ARERA non espliciti tale definizione nei propri documenti o determinazioni, al fine di evitare conflitti di competenza, ovvero contribuire ad ingenerare regimi differenziati tra norme applicate agli autoconsumi collettivi e CER rispetto ad altri incentivi.

S11. Si ritengono necessarie ulteriori precisazioni o disposizioni in merito alla messa a disposizione dei dati che rilevano ai fini della determinazione e della valorizzazione dell'energia elettrica autoconsumata? Quali e perché?

Riteniamo necessario evidenziare due aspetti: innanzitutto, l'importanza della tempestività di messa a disposizione delle misure dei punti di prelievo e immissione coinvolti nel calcolo dell'autoconsumo da parte dei distributori al GSE e della conseguente tempestività di pubblicazione della quantificazione delle spettanze degli utenti; in secondo luogo, la necessità di prevedere, in mancanza dei dati di misura per alcuni o tutti i punti di prelievo e immissione rilevanti per il calcolo, la quantificazione in acconto mediante meccanismi di stima dei pagamenti per le relative competenze, evitando così di posticipare eccessivamente l'erogazione del pagamento rispetto alla relativa competenza.

Infine, si ritiene che per agevolare la trasmissione dei dati che rilevano ai fini della determinazione e valorizzazione dell'energia elettrica autoconsumata, sarebbe opportuno attribuire al SII la competenza nel mettere a disposizione tali dati (di prelievo e in prospettiva anche quelli riferiti alle produzioni immesse) al GSE e alle singole comunità energetiche al fine di rendere il sistema più rapido ed efficace, senza l'intermediazione del distributore.

S12. Quali altre considerazioni potrebbero essere presentate in merito allo scomputo in bolletta dell'energia elettrica autoconsumata? Perché?

Come espresso dalla stessa ARERA, lo scomputo in termini fisici della quota di energia condivisa (cioè dei kWh), rappresenta una soluzione non percorribile considerate le rilevanti complessità gestionali che ne deriverebbero per i venditori e la minore flessibilità di gestione della CER per il referente. Lo schema semplificato proposto in consultazione rappresenta una soluzione ragionevole; tuttavia, devono essere definite nel dettaglio le procedure operative e le modalità di scambio delle informazioni tra referente, cliente, società di vendita (che dovrà costituire solo un tramite per il riconoscimento del beneficio e non dovrà anticipare alcuna somma ai clienti e SII) nonché i tempi valutati necessari dagli operatori per modificare i propri sistemi informativi. Per tale ragione, il meccanismo potrà essere introdotto solo in una fase successiva rispetto all'avvio della nuova regolazione; fase in cui sarà necessario un confronto più specifico tramite un'ulteriore consultazione.

Allo stato attuale non si ritiene possibile valutare l'onerosità degli sviluppi sui Sistemi poiché questi potranno essere quantificati soltanto dopo una consultazione sul tema e l'emissione di apposite Specifiche Tecniche da parte del SII e provvedimenti da parte di ARERA.

In ogni caso, sebbene in norma primaria sia demandato ad ARERA di individuare “le modalità con le quali i clienti domestici possono richiedere alle rispettive società di vendita, in via opzionale, lo scorporo in bolletta della quota di energia condivisa” si auspica siano valutate soluzioni alternative.

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?

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, rappresenterebbe il riferimento normativo per tutte le configurazioni in fase di progettazione. La certezza normativa è un fattore cardine per la costituzione e l'ingegnerizzazione dei modelli di autoconsumo.

Si evidenzia la necessità che la nuova regolazione entri in vigore quanto prima, almeno relativamente alla pubblicazione delle mappe, per consentire ai distributori e al GSE di rendere il sistema già operativo al momento della pubblicazione dell'incentivo MiTE.



Elettricità Futura è la principale associazione delle imprese elettriche che operano nel settore dell'energia elettrica in Italia. Rappresenta e tutela produttori di energia elettrica da fonti rinnovabili e da fonti convenzionali, trader, distributori, venditori e fornitori di servizi, al fine di contribuire a creare le basi per un mercato elettrico efficiente e per rispondere alle sfide del futuro.

www.elettricitafutura.it

