

Prot. n. 1384/2022/E/R/e del 23/09/2022

---

**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE  
390/2022/R/EEL  
ORIENTAMENTI IN MATERIA DI  
CONFIGURAZIONI PER L'AUTOCONSUMO  
PREVISTE DAL DECRETO LEGISLATIVO  
199/2021 E DAL DECRETO LEGISLATIVO  
210/2021**

---

OSSERVAZIONI UTILITALIA

23/09/2022

## 1. Premessa

In linea generale si esprime apprezzamento per l'opera di razionalizzazione delle numerose e diverse configurazioni di autoconsumo e condivisione dell'energia – intesi in senso ampio – introdotte dai d.lgs 199/2021 e 210/2021 di recepimento delle direttive comunitarie in tema di energie rinnovabili e mercato elettrico.

Si richiama, in ogni caso, l'attenzione dell'Autorità sul tema delle sub-concessioni, modalità di condivisione dell'energia introdotta con le richiamate disposizioni governative, rimandata a successiva trattazione a seguito dell'adozione degli atti in capo al MiTE.

A tal riguardo, come già rappresentato al Legislatore, si ritiene che una normativa regolatoria particolarmente lasca in tal senso rappresenti un antistorico percorso in grado di creare disuniformità nei criteri di sicurezza e costante adeguamento della rete pubblica nella sua interezza, con impatti economici sui Concessionari non giustificabili.

Il modello di “rete virtuale” è, infatti, lo strumento più flessibile che consente allo stesso tempo ai Clienti finali di mantenere inalterati i propri diritti di accesso alla rete pubblica e di poter modificare velocemente la propria partecipazione alla Comunità, senza inutili e inefficienti duplicazioni di investimenti e infrastrutture.

Inoltre, la parcellizzazione dell'esercizio della rete elettrica potrebbe avere ripercussioni negative anche sul rispetto degli standard di qualità del servizio e di resilienza delle reti di distribuzione definiti da ARERA ponendo un serio problema di gestione dei sistemi centrali deputati alle prestazioni commerciali proprie del Gestore, tra cui l'acquisizione dei dati di misura e le operazioni di telegestione.

Pertanto, si ritiene che non sia né efficiente né efficace in nessun modo, oltre ad introdurre complessità e criticità di Sistema di estrema rilevanza, con il concreto rischio di destrutturare un patrimonio industriale nazionale faticosamente costruito nei decenni scorsi, che le Comunità gestiscano porzioni di rete di distribuzione. La sostenibilità economico/tecnica delle Comunità, infatti, passa attraverso un DSO che possa, tra l'altro, armonizzare lo sfasamento temporale tra le produzioni e gli assorbimenti di potenza che caratterizzano un qualunque insieme di utenze, attraverso l'azione di “polmone di compensazione” degli squilibri energetici che caratterizzano l'esercizio delle reti elettriche.

Di seguito si riportano le risposte di dettaglio ad alcuni degli spunti posti in consultazione.

<b>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?</b>
--

Con riferimento alla modifica della definizione di SSPC per recepire le disposizioni del Legislatore, questa non appare sufficiente a garantire inequivocabilmente l'ampliamento della gamma di configurazioni realizzabili ex-novo, come previsto dal Legislatore con l'art. 16 del D.Lgs 210/2021 e sottinteso al punto 2.2 del presente DCO. La formulazione attuale dell'articolo 4.4 del TISSPC, la cui

modifica non è menzionata nel DCO, prevede infatti che siano ammissibili solo le nuove configurazioni impiantistiche rientranti nei sottoinsiemi che compongono l'insieme dei SSPC; pertanto ai fini dell'ammissibilità rileva non tanto il legame diretto con la definizione di SSPC, quanto piuttosto quella con i suoi sottoinsiemi. Non risulta chiaro come e se la modifica alla definizione di SSPC di cui al punto 2.16 si rifletta su quelle dei relativi sottoinsiemi e di conseguenza non è chiaro se tale modifica sarà sufficiente a consentire la realizzazione di nuovi sistemi ad oggi non ammissibili.

Ad esempio, appare utile chiarire in quale sottoinsieme potrebbe ricadere un nuovo sistema avente più di un soggetto produttore, casistica riportata nella nuova definizione di SSPC, ma che non pare riconducibile a nessuno dei sottoinsiemi.

Per coerenza, **si propone quindi di modificare anche l'art. 4.4 del TISSPC, o delle definizioni dei sottoinsiemi che compongono i SSPC**, in modo da fugare ogni dubbio sulla nuova definizione di SSPC e sulla corrispondenza dei suoi sottostanti. Una via potrebbe risultare quella di intervenire sulla definizione di ASE, eliminando il vincolo relativo alla preesistenza del sistema.

Una alternativa potrebbe essere quella di sostituire le diverse definizioni di cui all'attuale testo con un'unica definizione di SSPC, esattamente corrispondente a quella definita dall'art. 16 del D.Lgs 210/2021, valida e applicabile solo dalla data di entrata in vigore del D.Lgs 210/2021 medesimo (o dall'entrata in vigore della delibera attuativa di ARERA).

Inoltre, le considerazioni presentate in merito alla definizione generale delle diverse configurazioni di autoconsumo ammissibili vanno senz'altro nella direzione di incentivare lo sviluppo di configurazioni di autoconsumo. Riteniamo, tuttavia, importante integrare ulteriori indicazioni in merito alla connessione elettrica tra il SSPC e la rete elettrica nazionale. In particolare, vista la nuova definizione di SSPC in cui i *"diversi elementi che costituiscono un SSPC devono insistere su particelle catastali poste nella disponibilità di uno o più dei soggetti che fanno parte di detti sistemi"*, si ritiene doveroso **specificare che il SSPC potrà essere connesso alla rete elettrica nazionale tramite molteplici POD nella titolarità di uno o più soggetti che fanno parte del sistema. Verrà quindi identificato un POD di connessione principale del SSPC con la rete elettrica che sarà nella titolarità di uno o più soggetti che fanno parte del sistema.**

In aggiunta, si auspica che la modifica del TISSPC sia anche l'occasione per **agevolare quelle soluzioni che consentano alle aziende di operare al loro interno in modo flessibile nella ricerca e nell'utilizzo di configurazioni propedeutiche all'efficientamento energetico, anche in relazione all'evoluzione di altri business regolati.** Nel settore gas potrebbe infatti essere un ottimo banco di prova (ad esempio tramite una configurazione ASAP adeguata se non ad hoc) per riuscire ad incentivare la ricerca di soluzioni tecnologiche che vengono incontro a quanto propugnato nella delibera 404/2022/R/GAS (su progetti pilota di ottimizzazione della gestione e utilizzi delle infrastrutture del settore del gas naturale), come:

- il recupero di energia nelle stazioni di ricompressione del gas
- il recupero di energia dai salti di pressione nelle stazioni di decompressione
- l'incremento dell'efficienza energetica nei sistemi di preriscaldamento del gas nelle stazioni di decompressione.

Anche con riferimento al Sistema Idrico Integrato, al fine di favorire forme di autoconsumo di energia rinnovabile a distanza con ricorso all'uso della rete di distribuzione elettrica, si ritiene che

la limitazione di sottensione alla medesima CP possa costituire un freno allo sviluppo dell'autoconsumo stesso, in quanto, se è pur vero che tali configurazioni sono già possibili nell'ambito del libero mercato in assenza di incentivi (in pratica dei PPA con sé stessi), l'assenza di un loro riconoscimento giuridico/regolatorio in forma esplicita ne rende incerte le possibilità di finanziamento e ne preclude l'eventuale accesso a forme di agevolazione diverse da quelle previste per l'energia autoconsumata (a titolo di esempio estensione dell'esenzione dall'applicazione delle accise dai soli casi di autoconsumo rinnovabile in loco a quelli di autoconsumo a distanza; l'accesso a forme di remunerazione dell'investimento nell'impianto di generazione rinnovabile qualora dedicato al soddisfacimento del proprio fabbisogno energetico; etc.). Per tale motivo si chiede che l'intervento regolatorio in oggetto includa anche una configurazione ad hoc attribuendogli una esplicita forma di riconoscimento dello status di autoproduttore a distanza.

Da ultimo, si coglie l'occasione della rivisitazione del TISSPC al fine di **chiarire alcuni aspetti regolatori ad oggi non univocamente definiti e che agevolerebbero soluzioni di ottimizzazione della gestione e degli utilizzi delle infrastrutture del gas naturale**. A tal proposito, si consideri un soggetto giuridico che eserciti contemporaneamente l'attività di distribuzione di energia elettrica e del gas naturale in aree geografiche solo parzialmente coincidenti: le utenze elettriche della società afferenti direttamente al servizio di distribuzione del gas naturale (a titolo di esempio utenze relative a cabine ReMi o secondarie gas) dovrebbero essere considerate come un normale Cliente finale, così come le utenze gas ricadenti nell'area geografica dove la stessa società è contemporaneamente il distributore di energia elettrica competente.

Ad oggi, invece, sia nelle aree dove l'operatore è esclusivamente il distributore di gas territorialmente competente sia in quelle dov'è contemporaneamente il distributore di gas naturale e di energia elettrica territorialmente competente, tali prelievi elettrici:

- non sono considerati usi propri della distribuzione, non essendo direttamente ed esclusivamente relativi all'attività di distribuzione di energia elettrica;
- non godono dell'esenzione dall'applicazione degli oneri generali di sistema e dagli oneri di rete nonostante questi, ai sensi del TIT, si applichino ai soli Clienti finali, mentre la società – considerata come unica entità giuridica – sia a tutti gli effetti un distributore di energia elettrica e, di conseguenza, non identificabile in base alla regolazione vigente come cliente finale.

Ai sensi del TISSPC ad oggi in vigore, infatti, il Cliente finale – la cui corretta identificazione è un elemento cruciale per valutare la percorribilità di alcune configurazioni – è definito come *“persona fisica o giuridica che non esercita l'attività di distribuzione (di energia elettrica, inteso implicitamente, ndr) e che preleva l'energia elettrica, per la quota di proprio uso finale, da una rete con obbligo di connessione di terzi anche attraverso sistemi di distribuzione chiusi o linee private”*.

Qualora, dunque, non si chiarisse univocamente che l'applicazione del vincolo di cui sopra si riferisce alla sola attività di distribuzione al settore elettrico, si avrebbe la condizione paradossale per cui il soggetto giuridico in esame, per le proprie utenze elettriche afferenti al servizio di distribuzione del gas (e in special modo per quelle localizzate in aree dove è esclusivamente distributore gas) è, da una parte, a tutti gli effetti un Cliente finale e, di conseguenza, ai suoi prelievi sono applicati, oltre alla quota materia prima, gli oneri generali di sistema e gli oneri di rete e, dall'altra parte, per le

stesse utenze sarebbe impossibilitato a realizzare soluzioni impiantistiche rientranti nell'insieme dei SSPC. È quindi ragionevole interpretare la definizione di Cliente finale contenuta nel TISSPC riferendo il limite in essa presente relativo all'esercizio dell'"attività di distribuzione" esclusivamente all'attività di distribuzione di energia elettrica e riferendo questa limitazione alle sole utenze direttamente ed esclusivamente relative a tale attività. Tale interpretazione, inoltre, appare coerente con il fatto che tale definizione è stata originariamente declinata in un momento in cui non esistevano soggetti giuridici che gestivano contemporaneamente le due attività. Discorso analogo sarebbe poi riferibile alla definizione di Cliente finale contenuta nell'Allegato A alla Delibera 318/2020/R/eel e nell'emanando Testo Integrato per l'Autoconsumo Diffuso.

***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 un'individuazione semplificata dell'area sottesa a ciascuna cabina primaria.

A tal riguardo, tuttavia, preme rappresentare alcune osservazioni, in primo luogo in tema di criteri da seguire per individuare l'area.

In particolare, la generica previsione di dover tenere conto anche di aspetti di tipo geografico e di associazioni tra POD su una stessa via, si presta a diverse interpretazioni sui possibili limiti di accorpamento delle aree, dal momento che esistono diverse situazioni in cui anche utenze posizionate a breve distanza sono afferenti a diverse cabine primarie, così come si evidenzia inoltre che talvolta la via relativa all'indirizzo dell'abitazione non coincide con l'ubicazione del POD e questo introduce un ulteriore aspetto che potrebbe essere utile definire, unitamente alle modalità di gestione dei POD di competenza di DSO sottesi. In tal senso, **si raccomanda quindi di sottolineare che la metodologia adottata per la predisposizione delle mappe di influenza delle cabine primarie si basi necessariamente su assunzioni e elementi statistici oltre che elettrici di estensione della rete, mantenendo al contempo un significato fisico.** Pertanto, **anche una volta costituite le prime comunità energetiche, queste non dovranno rappresentare un vincolo per il DSO:** fatta salva la configurazione già realizzata ai fini del riconoscimento degli incentivi e della valorizzazione dell'energia condivisa e autoconsumata, **il DSO nella propria pianificazione continuerà ad operare esclusivamente in base a esigenze di carattere elettrico, senza dover garantire un assetto di rete che preveda di mantenere le utenze facente parte della comunità alimentate dalla medesima CP** – condizione pressoché impossibile da garantire in caso di realizzazione per esempio di nuove cabine primarie.

Inoltre, nella fase di realizzazione e aggiornamento successivo delle mappe, si propone che il DSO tenga in considerazione solo le opere e gli impianti per le quali ha già ottenuto l'autorizzazione alla realizzazione e pertanto i siti e le aree di influenza sono già note.

Si condivide poi la previsione di un aggiornamento con frequenza non inferiore al biennio delle aree di influenza delle diverse Cabine Primarie e con riferimento all'assetto "standard" di rete esistente al momento dell'aggiornamento, lasciando salva la possibilità per il DSO – a fronte di mutate

condizioni di assetto della rete derivanti ad esempio dalla messa in servizio di nuove Cabine Primarie – di predisporre un aggiornamento infra-periodo.

Inoltre, viste le modifiche che possono intercorrere tra il momento della richiesta e l'effettiva creazione della comunità energetica (comprese le tempistiche necessarie per l'esecuzione dei lavori) **si propone che la verifica di "aggregabilità" valga 12 mesi dal momento della prima richiesta anche in caso di aggiornamento entro tale lasso di tempo delle aree di influenza.** In tal modo si darebbe certezza ad un gruppo di utenze che si vogliono aggregare che le condizioni restino immutate, sulla carta, per un periodo sufficientemente lungo da permettere la stipula degli accordi tra le parti e l'esecuzione di eventuali lavori.

In tema di messa a disposizione della perimetrazione delle aree di pertinenza delle cabine primarie valutiamo percorribili due opzioni:

- la pubblicazione solo dei perimetri standard (in termini di vie o aree geografiche) che, pur non riportando puntualmente la posizione della CP, permettano una verifica automatica da parte dei richiedenti della corrispondenza tra un indirizzo di fornitura e un'area corrispondente al perimetro di pertinenza di una cabina; oppure
- la realizzazione di un'interfaccia di interrogazione che avendo come input il codice POD o un indirizzo di fornitura restituisca la sola informazione di possibile aggregazione delle utenze.

In ogni caso si ritiene utile prevedere opportuni meccanismi di controllo degli accessi a queste informazioni che possono essere anche sensibili: ad esempio, si potrebbe prevedere un'autenticazione tramite SPID per l'accesso al Portale del GSE (in analogia con quanto già viene effettuato per l'accesso all'Area Clienti dello stesso GSE).

Nell'eventualità di scelta del Regolatore della prima opzione, si segnala che i DSO che non abbiano ancora sviluppato internamente una procedura, stanno valutando l'adozione di una metodologia sviluppata recentemente dal Politecnico di Milano, che consiste nella produzione di una clusterizzazione territoriale affine alla reale struttura della rete elettrica esercita dai DSO che genera aree regolari, immediatamente comprensibili e gestibili da parte degli Utenti finali. In questo modo, si ritiene venga come consentito il recepimento dell'art. 32 co.3 lettera b) del d.lgs. 199/2021, che prevede: *"modalità con le quali il rispetto del requisito di cui alla lettera a) sia verificato anche attraverso modalità veloci e semplificate, anche ai fini dell'accesso agli incentivi di cui all'articolo 8. A tal fine, prevede che i distributori rendano pubblici i perimetri delle cabine primarie, anche in via semplificata o forfettaria;"*. Infatti, l'obiettivo del decreto vuole essere il raggiungimento di una verifica rapida e semplificata della fattibilità di realizzazione di comunità energetiche, che risultino localizzate in aree omogenee dal punto di vista infrastrutturale, senza effetti indesiderati sul regolare esercizio della rete di distribuzione elettrica da parte dei DSO.

**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?**

A tal riguardo, si chiede di chiarire l'effettivo ruolo del DSO nella verifica di appartenenza di un POD all'area sottesa ad una CP e, in caso tale verifica non venisse svolta autonomamente dal GSE sulla base delle informazioni forniteli dai Gestori di rete, andrebbero specificate meglio le modalità di interazione GSE/DSO.

In particolare, in entrambe le ipotesi di cui allo spunto S4, il GSE potrebbe procedere autonomamente alla verifica, avendo peraltro a disposizione le aree di pertinenza delle CP forniteli dai DSO.

In generale, quindi, si ritiene che la verifica della aggregabilità delle utenze da parte del GSE dovrà essere configurata secondo modalità esaustive che non prevedano il sistematico supporto del DSO per confermarne la validità delle valutazioni di fattibilità fatte dallo stesso GSE: ciò comporta la necessità che la richiesta fatta dal referente della CER non si limiti ad indicare al GSE il POD ma che sia integrata da informazioni toponomastiche che ne consentano l'allocazione certa sulle mappe di area di competenza delle CP messe a disposizione dai DSO.

La richiesta di verifica del DSO da parte del GSE dovrà essere trasmessa solo per quei casi straordinari in cui le richieste dei referenti delle CER generano situazioni di indeterminazione che il GSE in autonomia non è in grado di gestire (ie. vie e stabili nuovi, ridenominazione delle vie).

A tal riguardo, occorre anche chiarire le modalità di rappresentazione delle aree di competenza di un DSO sotteso, all'interno del perimetro di una cabina primaria.

Da ultimo, in merito al ruolo di Referente, si auspica un'apertura dell'Autorità, che dovrebbe essere opportunamente chiarita ed esplicitata, circa la possibilità anche per le Società di vendita di assumere questo ruolo. Si ritiene infatti che ciò possa tradursi in una opportunità di semplificazione gestionale.

**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?**

In relazione all'acquisizione delle misure orarie per la determinazione dell'energia elettrica autoconsumata si evidenzia l'opportunità che i dati di prelievo (e in prospettiva anche i dati relativi alle produzioni immesse) vengano direttamente acquisiti dal GSE attraverso il SII, senza l'intermediazione del Distributore.

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

A tal riguardo, si propone di prevedere che tutto ciò che è diretto al Cliente finale passi attraverso il SII, così da evitare alle Imprese di vendita di dover gestire due canali. Pertanto si propone di

canalizzare le informazioni relative allo scorporo tramite il SII (e non direttamente dal GSE verso il Venditore) così da non avere flussi diretti tra società di vendita e il GSE. Infatti, il SII è strutturato tecnicamente per canalizzare flussi di informazione, per cui si potrebbero gestire le informazioni relative allo scorporo come avviene per il bonus sociale o per energivori.

Inoltre, **sarebbe opportuno comunque evitare ogni tipo di calcolo a carico del sistema di fatturazione dei Venditori**: a tal fine, si propone di riportare in bolletta i dati comunicati da GSE/SII senza alcuna ulteriore elaborazione o transcodifica in carico al Venditore (ad esempio solo l'importo da compensare in Euro, senza riportare ulteriori informazioni quantitative sui consumi).

Infine, per evitare problematiche connesse alla gestione tecnica dei flussi, si ritiene opportuno semplificare al massimo le informazioni da comunicare al Cliente finale e, tenuto conto che non si tratta di uno scorporo in termini di kWh ma di uno sconto monetario, non si ritiene opportuno l'inserimento in fattura di informazioni di dettaglio relative allo sconto di cui il Venditore non è *owner*.





[www.utilitalia.it](http://www.utilitalia.it)

UTILITALIA | Piazza Cola di Rienzo 80/A | 00192 Roma