

Completamento della regolazione tariffaria dell'energia reattiva

Consultazione ARERA 515/2021/R/eel del 25 novembre 2021

Osservazioni di Elettricità Futura
18/1/2022



Osservazioni generali

In linea generale, accogliamo positivamente la presente consultazione che, contestualmente al percorso avviato con il GdL Standard Misure Elettriche, permette di proseguire nel percorso di evoluzione della regolazione tariffaria dei prelievi e delle immissioni di energia reattiva nelle reti elettriche sul suolo nazionale.

Tra le proposte avanzate nel documento di consultazione, le più positive sono sicuramente quelle inerenti alle evoluzioni sulla determinazione e quantificazione dei corrispettivi per l'energia reattiva per gli utenti in alta, media e bassa tensione, e in particolare la proposta di valorizzare i corrispettivi per immissioni di energia reattiva solo nella fascia F3, prevedendo corrispettivi nulli nelle fasce F1 e F2. Entrambe le proposte sono un importante passo in avanti per l'evoluzione della disciplina rispetto allo stato attuale e riteniamo ci sia ancora spazio per migliorare e rendere più efficiente la determinazione del corrispettivo.

Stante il cambio di approccio di Terna e i chiarimenti sulle modalità di calcolo dei corrispettivi forniti da ARERA soltanto nel presente DCO, riteniamo necessario ridefinire l'impostazione che la futura regolazione dovrà avere, in particolare quella di breve termine. Riteniamo che sia più corretto procedere direttamente con la proposta di regolazione per il medio-lungo termine in quanto la logica rappresentata per il breve termine (pagamento di corrispettivi su tutta Italia e non solo in aree individuate dal TSO come effettivamente critiche) potrebbe indurre effetti distorsivi e addirittura controproducenti rispetto alle finalità che si intende perseguire. Inoltre, la logica di breve termine genererebbe notevoli problematiche per tutti gli operatori coinvolti (DSO, venditori, produttori e utenti in generale) per diversi motivi:

- La data coincide con l'entrata in vigore dei nuovi tracciati per lo scambio dati col SII aggiornati per includere i dati energia sull'energia reattiva capacitiva ed induttiva immessa in rete. Da un punto di vista operativo, sarebbe quindi preferibile posticipare l'entrata in vigore delle modifiche di breve termine a una data successiva a quella del 1° luglio 2022, in modo da consentire agli operatori un periodo congruo di tempo ad acquisire sufficiente esperienza nell'operare correttamente i nuovi flussi.
- Il 1° luglio 2022 lascia ai DSO e agli utenti un periodo di tempo estremamente ridotto per potersi adeguare alle modifiche, intervenendo sulle reti e gli impianti da essi gestiti installando quei dispositivi utili alla realizzazione di sistemi di controllo della potenza reattiva (batterie di condensatori, reattori, STATCOM laddove necessario). Interventi che per essere completati, considerata la loro entità e numero, necessitano di ben più di 6

mesi, peraltro tenendo in considerazione che le analisi congiunte DSO/TSO per l'identificazione degli interventi necessari sono tuttora in corso. Gli approfondimenti tecnici, infatti, richiedono tempo, risorse e competenze per essere svolti, e se hanno richiesto mesi per gli operatori delle reti, ragionevolmente si immagina che richiedano tempistiche ancora maggiori per essere eseguiti da soggetti dimensionalmente molto inferiori quali gli utenti delle reti.

A ciò si aggiunge il fatto che le proposte contenute nel DCO sembrano non tenere in debita considerazione gli esiti del lavoro svolto congiuntamente da Terna e dai DSO in cui si evidenzia che le criticità legate ai transiti di energia reattiva sono localizzate solamente su alcune aree della rete (es. punto 3.8 del DCO in cui viene rigettata la motivazione contenuta nel rapporto di Terna relativa al fatto che gli effetti negativi dell'energia reattiva che risale dalla MT sono limitati solo ad alcuni grandi aree metropolitane e ad alcune aree specifiche nel Sud Italia). Comprendiamo la scelta di disporre che i DSO e Terna intervengano, invece che localmente, su tutta la rete nazionale per prevenire un aumento dei transiti di energia reattiva derivanti anche dalla maggiore diffusione degli impianti FER connessi in GD col progredire della transizione energetica verso il 2030. Però prevedere degli interventi su un campo così ampio non solo sarebbe molto più impattante da un punto di vista economico per Terna e DSO, e di conseguenza per l'intero sistema elettrico, ma anche meno mirato (andando a intervenire sui punti dove a oggi non sono rilevate criticità) e quindi potenzialmente meno efficace.

Ciò considerato, chiediamo che le modifiche attualmente previste per la fase di breve termine siano incorporate in quelle di medio termine e quindi che tutte le evoluzioni alla disciplina contemplate nel DCO trovino applicazione contestualmente nel 2024, lasciando così agli operatori un periodo di tempo più ampio per analizzare al meglio i processi di scambio dati con i nuovi tracciati verso il SII, di stabilire con precisione, in concerto con ARERA e Terna, in quali zone sono necessari degli interventi prioritari per il controllo della potenza reattiva e completare tali interventi sulle reti e gli impianti da essi gestiti.

Una possibile soluzione per il medio termine sarebbe quella di prevedere che i DSO redigano un piano di azione per la gestione dell'energia reattiva corredato di cronoprogramma degli interventi tecnici prospettati, con priorità di intervento nelle zone considerate più critiche. Tale piano, concordato con Terna sulla base delle necessità tecniche e specifiche dei vari operatori di rete e avallato dall'ARERA, sarebbe utilizzato da quest'ultima per verificarne l'effettiva esecuzione nei tempi e modi previsti dal distributore e conseguentemente valutare se applicare o meno i

corrispettivi oggetto del DCO. Soluzione che, peraltro, sarebbe in linea con l'orientamento espresso ai punti 15.7 e 15.8 del DCO.

Cogliamo l'occasione per ribadire che anche per il venditore si prospetta un importante aggravio operativo per tutta una serie di attività principalmente legate:

- Al recepimento dei nuovi flussi informativi.
- Al calcolo della validazione dei quantitativi di reattiva.
- All'implementazione dei nuovi algoritmi di valutazione economica.
- Alla gestione degli impatti lato fatturazione.

Infine, sono da tenere in debita considerazione anche gli impatti sui clienti finali, destinatari delle modifiche regolatorie, che devono essere resi consapevoli con largo anticipo delle nuove misure previste e di come il loro comportamento influisce su queste componenti tariffarie, dandogli la possibilità di programmare per tempo eventuali interventi sui propri impianti. Sugeriamo un periodo di almeno 12 mesi di osservazione dei dati di energia reattiva prima dell'applicazione delle modifiche regolatorie.

In aggiunta a quanto appena scritto e alle risposte ai quesiti di dettaglio, chiediamo che nella Delibera di esito al DCO si forniscano maggiori chiarimenti in merito all'applicazione dei corrispettivi oggetto del documento in consultazione ai gestori di Reti Interne di Utenza (R.I.U.) e dei Sistemi di Distribuzione Chiusi in generale.

In base alla regolazione definita dalla Delibera 568/2019/R/eel, i corrispettivi per i prelievi di energia reattiva al punto di interconnessione non vengono applicati al punto di interconnessione del SDC con la rete pubblica; un'eventuale applicazione dei corrispettivi al punto di interconnessione del SDC associati alla gestione dell'energia reattiva da parte di Terna sulla UP genererebbe dei costi impropri in capo al gestore della R.I.U. e che dovrebbero essere trasferiti alle utenze connesse.

Per tali realtà, infatti, gli scambi di energia reattiva con la rete di trasmissione sono riconducibili principalmente alle unità di produzione abilitate connesse alla RIU (che possono anche essere unità di produzione rilevanti e abilitate) e risultano strettamente legati al servizio di regolazione di tensione fornito da tali impianti. Quando la centrale immette energia attiva nella RTN per il tramite della RIU, secondo la propria curva di capability, è in grado di regolare la tensione in base alle necessità di controllo imposte da Terna e ciò non dovrebbe comportare un onere tariffario per il

Gestore della RIU, sia in caso di immissione che di assorbimento di energia reattiva al punto di connessione tra la RIU e la RTN, poiché è la stessa Terna a richiedere tale regolazione. Inoltre, l'impianto di produzione risulta esonerato dai corrispettivi relativi all'energia reattiva anche quando opera in prelievo (per la quota parte corrispondente al prelievo dei dispositivi ausiliari di generazione). Si consideri infine che la regolazione della centrale compensa ampiamente l'effetto che l'assorbimento di energia reattiva da parte di clienti finali passivi connessi alla RIU ha sulla rete.

In buona sostanza, l'applicazione delle previsioni di tale DCO ai sistemi di distribuzione chiusi comporterebbe l'esazione di corrispettivi associati a scambi di energia reattiva con la rete di trasmissione funzionali a garantire la regolazione di tensione della rete primaria, che non costituiscono quindi un costo aggiuntivo per il sistema elettrico, bensì un importante servizio di regolazione obbligatorio.

Osservazioni di dettaglio

S.1 Osservazioni in merito all'orientamento di posticipare la data di completamento della regolazione tariffaria dell'energia reattiva all'1 luglio 2022.

Rimandiamo a quanto espresso nella premessa.

S2. Osservazioni in merito alla valorizzazione del corrispettivo applicato alle imprese distributrici per eccessivi prelievi e immissioni di energia reattiva come valore minimo tra i costi sostenuti in MSD per la regolazione di tensione e costi sostenuti per la realizzazione di apparecchiature di rete per il controllo della tensione e la gestione dell'energia reattiva (compensatori sincroni).

S3. Osservazioni sull'orientamento di valorizzare, in ottica graduale, a partire dal luglio 2022, il corrispettivo per eccessivi prelievi e immissioni di energia reattiva per riflettere i costi dei compensatori sincroni e sulle due opzioni indicate (solli costi di capitale o full cost).

In linea generale, condividiamo l'orientamento di valorizzare i corrispettivi sulla base dei costi sostenuti da Terna e dai DSO per l'installazione di apparecchiature per la compensazione sulla rete. Come già ribadito in altre occasioni, ribadiamo però come dovrebbe essere rispettato il principio secondo cui Terna, prima di procedere con l'installazione di dispositivi per la regolazione della tensione e la gestione dell'energia reattiva come i compensatori sincroni, potrebbe acquisire la disponibilità delle risorse messe a disposizione da operatori già in grado di garantire importanti

servizi di rete, ad esempio tramite contratti a termine di lungo periodo, siglati al termine di procedure concorsuali trasparenti, non discriminatorie e basate su criteri di mercato. Contratti di lungo termine la cui durata dovrà essere correlata da un lato alle esigenze sistemiche e dall'altro alla necessità di contenere i costi della misura riducendo i rischi per gli investitori. Il presente approccio sembra essere peraltro in linea con le disposizioni della Direttiva (UE) 2019/944 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, attualmente in fase di recepimento e adozione, che prevede all'art. 40 un approvvigionamento "market-based" dei servizi ancillari da parte dei TSO.

Il tema dell'installazione dei compensatori sincroni ha anche un altro risvolto. Il DCO prevede infatti che i corrispettivi di energia reattiva per i distributori in alta tensione siano calcolati tenendo conto del valore minimo tra i costi sostenuti in MSD per la regolazione di tensione e i costi sostenuti per la realizzazione dei compensatori sincroni. Ricordiamo però che i compensatori sincroni non sono reperiti da Terna esclusivamente per asservire a compiti di regolazione di tensione, ma principalmente per il contributo alla corrente di cortocircuito. Se l'esigenza fosse solo quella di espletare il servizio di regolazione di tensione per la gestione dell'energia reattiva, sarebbero sufficienti dei componenti statici passivi (es. reattori, condensatori). Occorre quindi che, ai fini della determinazione del corrispettivo, venga effettuata considerando i CAPEX contemplando i costi sostenuti da Terna per la sola quota parte dei compensatori sincroni che eroga la funzionalità sulla reattiva o più direttamente considerando il costo dei reattori.

S4. Osservazioni sulla possibilità di limitare il divieto di immissione di energia reattiva alla sola fascia F3 (pertanto, non verrebbero applicati corrispettivi alle immissioni nelle fasce orarie F1 e F2).

Concordiamo con l'orientamento proposto.

S5. Osservazioni in merito al coinvolgimento degli utenti nella gestione dell'energia reattiva.

S6. Osservazioni in particolare in merito ai flussi informativi necessari per garantire la corretta fatturazione senza applicazione dei corrispettivi per eccessivi prelievi o immissioni di energia reattiva, in caso di coinvolgimento degli utenti nella gestione dell'energia reattiva.

Valutiamo con interesse il principio sottostante gli orientamenti descritti al paragrafo 12 del DCO relativi alle leve a disposizione degli operatori di rete per coinvolgere e stimolare gli utenti nella gestione dell'energia reattiva, in particolar modo quelli attivi in MT, con la possibilità di abilitare la

regolazione locale di tensione da parte dei produttori all'interno della propria curva di capability. Queste ultime inoltre sono uno strumento che in generale potrebbe essere applicato sia a livello locale per le esigenze di controllo della tensione nelle reti di distribuzione, sia da Terna per esigenze di sistema purché venga garantito il coordinamento tra gestori di rete.

Inoltre evidenziamo che, stante quanto sopra, per massimizzare il contributo degli utenti potrebbe essere più proficuo far precedere il loro coinvolgimento da una fase di monitoraggio degli effettivi contributi dei singoli utenti (tramite misure, lato DSO) e di loro corretta informazione (tramite comunicazioni in bolletta e online, lato venditore).

Per quanto riguarda i processi di fatturazione dal venditore al cliente finale, riteniamo estremamente impattante dal punto di vista implementativo e operativo l'applicazione di deroghe tariffarie da concordare bilateralmente fra operatore di rete e cliente finale. La proposta necessita di ulteriori approfondimenti su tutte le fasi di processo, con coinvolgimento diretto delle società di vendita nel loro ruolo di intermediari fra cliente e distributore. Infatti, sottolineiamo un aspetto fondamentale ed imprescindibile per tutti i casi in cui si istituiscano deroghe alla regolazione standard: la necessità di far precedere l'avvio di questa regolazione in deroga da un'opportuna fase di condivisione dei processi nella quale gli operatori coinvolti (operatore di rete e venditore) possano intervenire con proposte per la definizione dei flussi informativi e degli standard di servizio che rendano applicabile in maniera efficace e robusta la nuova regolazione.

S7. Osservazioni sull'eventuale differenziazione dei corrispettivi in relazione all'intensità degli impatti delle immissioni e dei prelievi di energia reattiva.

Comprendiamo la necessità di adottare la cabina primaria come "livello di dettaglio" dell'analisi sui transiti di energia reattiva al fine di valorizzare al meglio i corrispettivi da applicare agli utenti, in quanto garantire una precisione maggiore nel calcolo.

Detto ciò, un perimetro spaziale d'indagine così circoscritto risulta difficile e oneroso da gestire da parte di DSO e venditori dal punto di vista dei flussi informativi e dei cicli di fatturazione verso i clienti. Chiediamo quindi che, in luogo della singola cabina primaria, ARERA valuti come perimetro spaziale la zona di mercato dove si verifica lo squilibrio di energia reattiva in quanto è altrettanto adeguata a definire con una buona precisione il costo dei corrispettivi e oltretutto è stata la base di riferimento da cui sono partite le analisi delle relazioni condivise TSO-DSO ex. Determina 2/2021 - DIEU.

A livello di principio, occorre tuttavia considerare che un'evoluzione verso la differenziazione dei corrispettivi comporterebbe il superamento del principio di parità di trattamento di utenti, perseguito e garantito da diversi periodi regolatori in Italia.

S8. Osservazioni sull'evoluzione della valorizzazione dei corrispettivi.

S9. Osservazioni sul possibile raggruppamento di cabine primarie e di utenti in aree con simile comportamento, ai fini dell'aggregazione delle misure di energia reattiva e dei relativi corrispettivi.

Rimandando alla risposta al quesito S7, rammentiamo quanto già anticipato nelle premesse: stante il tempo necessario per tutti gli operatori coinvolti per implementare i sistemi e individuare con precisione i migliori e prioritari interventi, nonché per sensibilizzare (e solo successivamente responsabilizzare) gli utenti, l'ottimo sarebbe che tutte le evoluzioni alla disciplina proposte in consultazione si applicassero dalla fase di medio termine. In essa, troverebbe anche giusta applicazione l'esonero dai corrispettivi di energia reattiva proposto ai punti 15.7 e 15.8 del DCO.

La possibilità di poter raggruppare utenze in AT per offrire servizi di regolazione al nodo (compreso quello della tensione) viene valutata con interesse in ottica prospettica, ponendo attenzione alla necessità di creare un algoritmo finalizzato a scorporare la quota parte di energia (nel caso specifico reattiva) prelevata dalle UC o fornita dalle UP abilitate eventualmente connesse alla medesima cabina primaria.

In merito alla regolazione nei punti di scambio tra DSO, un'applicazione estensiva a tutti i punti di scambio non sembra rappresentare, anche in questo caso, la soluzione più efficiente. Riteniamo, invece, necessario considerarli nel loro complesso (ad esempio aggregando quelli sottesi ad una medesima CP), al fine di dimensionare in modo efficiente il numero di interventi a parità di risultato finale. Come per i punti di scambio con la RTN dovrebbe essere eseguita un'analisi congiunta tra i diversi DSO per verificare:

- le effettive criticità nei diversi punti di scambio, considerando i profili di tensione e le perdite di energia attiva;

- l'eventuale sovrapposizione con interventi già definiti con il TSO a livello di Cabina Primaria, che potrebbero già compensare i flussi di energia reattiva nei punti di scambio sulla rete MT sottesa al fine di evitare la duplicazione degli interventi.

S10. Osservazioni su eventuali coefficienti semplificati di riporto delle misure MT in AT.

Condividiamo gli orientamenti proposti.

Infine, preme porre all'attenzione il tema delle perdite di energia attiva dovute al funzionamento dei sistemi di compensazione. Non si valuta infatti corretta la loro valorizzazione tra i quantitativi di energia prelevata dai distributori dalla RTN, non ritenendosi giustificabile una contabilizzazione delle stesse nelle perdite di rete associate al servizio di distribuzione, qualora le installazioni avvenissero in Cabina Primaria (specialmente con connessione diretta in alta tensione). Da tale impostazione ne conseguirebbe un impatto negativo per le imprese distributrici nell'ambito della regolazione delle partite economiche relative alla perequazione perdite, impatto che si sommerebbe ai corrispettivi per prelievi/immissioni di energia reattiva portando ad una doppia penalizzazione per i DSO.

Proponiamo, quindi, di:

- Classificare questa tipologia di perdite assimilandole a quelle che si generano nei consumi per l'alimentazione dei servizi ausiliari e quindi rientranti negli autoconsumi della distribuzione.
- In alternativa, le stesse potrebbero essere gestite e contabilizzate all'interno dei flussi energetici di Terna verso il sistema, in coerenza con il fatto che l'installazione dei suddetti compensatori sarebbe motivata da esigenze sia di ottimizzazione dei flussi di energia reattiva tra RTN e rete del distributore sia di miglioramento del profilo di tensione.



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 | info@elettricitafutura.it

