



Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

*Direzione Infrastrutture Energia e Unbundling*

**Osservazioni al DCO 515/2021/R/EEL**  
**“Completamento della regolazione tariffaria dell’energia reattiva”**

## Osservazioni generali

Considerata l'evoluzione molto dinamica della situazione del reattivo sulle reti italiane che si evince anche dal report di Terna allegato al presente documento, prima di avviare l'importante aggiornamento tariffario prospettato, Confindustria ritiene che sia fondamentale effettuare approfondite analisi tecniche sulla fenomenologia dei transiti di energia reattiva al fine di valutare gli impatti su tutti gli attori del sistema elettrico, in primis gli utenti della rete.

Si evidenzia, inoltre, con riferimento agli utenti finali della rete di bassa tensione, che l'aggiornamento dei flussi informativi pur funzionale al calcolo dei corrispettivi per le immissioni di energia reattiva, non è sufficiente in quanto vi sarebbe una disomogeneità tra clienti "con" e "senza" contatori 2G. Tale disomogeneità permarrebbe fino alla conclusione della campagna di *roll-out* per tutti gli operatori, ovvero fino al 2026.

Con riferimento agli utenti della rete connessi in media e alta tensione, dotati di impianti di produzione, l'attuale situazione impiantistica presenta, ad oggi, una limitazione tecnologica che non consente la gestione dinamica della regolazione della reattiva che potrà avvenire solo successivamente in ottica di medio termine. Infatti, solo a seguito dell'installazione del controllore centrale d'impianto (CCI o simili), le cui tempistiche sono già scandite dall'Autorità, sarà possibile abilitare funzionalità evolute di regolazione di tensione e gestione di energia reattiva.

Confindustria evidenzia, altresì, le criticità riscontrate da parte delle aziende appartenenti al settore siderurgico nella realizzazione delle modifiche impiantistiche conseguenti ai nuovi obblighi imposti dalla deliberazione 568/19 in materia di prelievi ed emissioni di energia reattiva. Tali difficoltà, riportate al punto 7.5 parte III del DCO, si protrarranno ulteriormente, soprattutto per quanto riguarda i vincoli sanitari imposti ai Fornitori esteri per lo svolgimento dei sopralluoghi e degli incontri tecnici presso gli impianti, a causa della recrudescenza dell'emergenza sanitaria in atto.

Si evidenzia, inoltre, che la scadenza del 1° luglio 2022 per l'entrata in vigore delle evoluzioni per il breve termine rimane molto sfidante per tutti gli operatori coinvolti (DSO, venditori, produttori e utenti in generale) per i seguenti diversi motivi:

- l'entrata in vigore dei nuovi tracciati per lo scambio dati col SII che determina la conseguente necessità per gli operatori di avere un periodo congruo di tempo ad acquisire sufficiente esperienza nell'operare correttamente i nuovi flussi.
- La necessità di tempo per gli approfondimenti tecnici, risorse e competenze necessari per gli interventi sulle reti e gli impianti gestiti dai DSO e dagli Utenti che dovranno essere effettuati per potersi adeguare alle modifiche richieste. Tenendo in considerazione che le analisi congiunte DSO/TSO per l'identificazione degli interventi necessari hanno richiesto mesi per gli operatori delle reti, ragionevolmente si immagina che queste attività richiedano tempistiche ancora maggiori per essere eseguiti da soggetti dimensionalmente molto inferiori quali gli utenti delle reti.

Inoltre è opportuno considerare che la scelta di disporre che i DSO e Terna intervengano, invece che localmente su alcune aree della rete, su tutta la rete nazionale per prevenire un aumento dei transiti di energia reattiva derivanti dalla maggiore diffusione degli impianti FER connessi in GD col progredire della transizione energetica verso il 2030, prevede degli interventi su un campo talmente ampio che non solo sarebbe molto più impattante da un punto di vista economico per Terna e DSO, ma anche meno mirato (andando a intervenire sui punti dove a oggi non sono rilevate criticità) e quindi potenzialmente meno efficace.

Ciò premesso, Confindustria ritiene quindi che tutte le evoluzioni alla disciplina contemplate nel DCO trovino applicazione contestualmente non prima del 2024, lasciando così agli Operatori un periodo di tempo più congruo 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 gli 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, potrebbe essere quella di prevedere che i Distributori 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.

Infine, Confindustria ritiene fondamentale esonerare in maniera esplicita i gestori delle Reti Interne di Utente (RIU) dall'applicazione dei corrispettivi previsti dalla regolazione tariffaria dell'energia reattiva oggetto del documento in consultazione. L'applicazione dei corrispettivi, oggetto del documento in consultazione, ai gestori di RIU e dei 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 ai singoli spunti posti in consultazione**

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

Si rimanda alle considerazioni espresse in premessa.

In ogni caso, poiché le Aziende che, nonostante il contesto sfavorevole per l'ottimizzazione delle trattative commerciali con i Fornitori, soprattutto esteri, sono comunque riuscite a definire i

contratti di approvvigionamento, continuano a riscontrare forti difficoltà nella fase realizzativa, si richiede comunque, soprattutto a fronte del permanere dell'emergenza sanitaria, la sospensione temporanea dell'applicazione delle penali nelle more dell'ultimazione delle modifiche impiantistiche contrattualizzate, anche a fronte di documentata interlocuzione con Terna da parte delle Aziende supportata dall'esame dei cronoprogrammi realizzativi.

**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).*

Si condivide, in linea generale, l'orientamento di valorizzare i corrispettivi sulla base dei costi sostenuti da Terna e dai DSO per l'installazione di dispositivi di 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 degli interventi 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 una media pesata dei CAPEX contemplando i

costi sostenuti da Terna sia per l'installazione dei compensatori sincroni – per la quota parte che tali apparati svolgono per il controllo della reattiva - che per i reattori e i condensatori.

**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.*

Si condivide l'orientamento dell'Autorità descritto al paragrafo 12 del presente documento. Tale nuovo approccio alla regolazione normativa e tariffaria dell'energia reattiva potrebbe ad esempio prevedere la possibilità per gli Utenti in AT di partecipare attivamente in sinergia con Terna alla regolazione di rete utilizzando appieno, anche mediante opportuni nuovi servizi ancillari da definire nell'ambito del nuovo TIDE, le potenzialità dei nuovi impianti in corso di realizzazione.

Inoltre, potrebbero essere realizzate, in particolari aree geografiche, configurazioni impiantistiche che prevedano la partecipazione sia di Terna che di diversi utenti minimizzando le difficoltà realizzative già evidenziate determinate dal layout degli stabilimenti.

Si evidenzia, inoltre, che 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 nuova modalità 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 regolazione in deroga.

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

Pur comprendendo 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, riteniamo che 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.

In essa, troverebbe anche giusta applicazione l’esonero dai corrispettivi di energia reattiva proposto ai punti 15.7 e 15.8 del DCO.

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. Si ritiene, 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.

Si propone, 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.