

Risposta Enel al documento per la consultazione 515/2021/R/eel
Completamento della Regolazione tariffaria dell'energia reattiva

EXECUTIVE SUMMARY

Di seguito vengono sintetizzati i punti principali della risposta Enel al documento:

- In considerazione della forte evoluzione del sistema elettrico degli ultimi anni e degli impatti sui transiti di energia reattiva, si propone di riconsiderare la definizione dei meccanismi regolatori delineati negli scorsi anni tenendo conto degli approfondimenti tecnici già avviati dai gestori di rete anche con il coinvolgimento di terze parti. Di conseguenza si potrebbe applicare la nuova regolazione a regime nell'orizzonte proposto per il medio periodo, ovvero a partire dal nuovo ciclo regolatorio al 2024.
- In questi approfondimenti verrebbero individuate le vere cause dell'incremento dei flussi di energia reattiva sulle reti di distribuzione che impattano sulle necessità della RTN; tali cause, stante le prime evidenze degli studi condotti, appaiono riconducibili a fenomeni non direttamente attribuibili al DSO (in allegato lo studio preliminare condotto in collaborazione col Politecnico di Milano).
- Di conseguenza è necessario analizzare gli effetti di tale incremento dei flussi di energia reattiva al fine di individuare le possibili soluzioni tecniche e regolatorie più efficienti anche in ottica *future proof*. In particolare, occorre:
 - approfondire se gli interventi del DSO sono necessari solo in alcune aree specifiche identificate in coordinamento con il TSO (in applicazione della determina 2/2021) oppure in tutto il territorio nazionale. Tale aspetto appare particolarmente rilevante considerando gli impatti tariffari degli investimenti del DSO;
 - scegliere se risulta più efficace l'applicazione di un sistema di incentivazione indiretto (tramite l'applicazione di corrispettivi) oppure diretto (mediante l'implementazione da parte degli Operatori di piani di investimento vincolanti, da presentarsi al Regolatore e da implementare secondo tempistiche prestabilite);
 - valutare le ulteriori leve possibili a disposizione del DSO (ad esempio un maggiore coinvolgimento degli utenti finali) considerando in modo approfondito la loro effettiva praticabilità tecnica ed efficacia.
- Risulta poi necessario definire, con riferimento ai Clienti, idonei segnali di prezzo, anche valutando eventuali differenziazioni geografiche per evitare meccanismi contraddittori, lasciando tuttavia un congruo tempo ai clienti per sviluppare consapevolezza tramite azioni di comunicazione adeguata.
- Bisogna poi riconsiderare alcune tempistiche per evitare discriminazioni tra i clienti, dal momento che il meccanismo finora ipotizzato (nuovi corrispettivi sull'immessa) determina una evidente disparità di trattamento in considerazione dalla presenza ancora diffusa di misuratori non idonei a misurare le nuove grandezze in gioco.

La partenza della regolazione transitoria dal 1 luglio 2022 non è pertanto accettabile per i DSO, in quanto le modalità di calcolo dei volumi di energia reattiva oggetto di regolazione e dei corrispettivi sono state definitivamente chiarite solo con il presente DCO. I distributori non avrebbero i tempi necessari per attuare gli interventi ed evitare significativi e ingiustificati corrispettivi penalizzanti.

OSSERVAZIONI GENERALI

Il presente documento per la consultazione ha come oggetto gli orientamenti dell'Autorità per il completamento della regolazione tariffaria dell'energia reattiva a partire dal 1°luglio 2022 per quanto attiene alle previsioni regolatorie del cosiddetto breve termine e i primi orientamenti per una possibile evoluzione della regolazione nel medio termine.

Considerazioni sull'approccio metodologico

Come già evidenziato in risposta ai precedenti documenti di consultazione (DCO 420/2016, 318/2019 e 481/2019), Enel ritiene che prima di avviare l'importante aggiornamento tariffario delineato nel presente documento, sia fondamentale acquisire in maniera esaustiva il quadro complessivo delle cause e dell'impatto del transito dell'energia reattiva su tutte le reti, incluse quelle di distribuzione.

Tuttavia, tale approccio dovrebbe assumere un respiro più ampio e dovrebbe avvenire in modo organico e concertato tra tutti gli Operatori mediante approfondite analisi tecniche sulla fenomenologia dei transiti di energia reattiva, identificandone innanzitutto le origini e le implicazioni ai diversi livelli di tensione; ciò al fine di valutarne pro e contro prima di identificare e configurare le opportune leve su cui il TSO e le imprese di distribuzione debbano rispettivamente agire, considerando che l'energia reattiva non è di per sé sempre – sia in termini temporali che geografici - disfunzionale rispetto alle esigenze di regolazione della tensione, come evidenziato dalla stessa Terna nella relazione allegata alla presente consultazione.

Inoltre, le analisi tecniche suddette dovrebbero consentire di quantificare gli effetti e le conseguenti ricadute economiche dei flussi di reattiva sulle attività dei distributori e sugli utenti della rete. In particolare, con riferimento a questi ultimi, è necessario acquisire elementi volti a comprendere l'impatto dei comportamenti dei diversi utenti della rete (produttori, utenti AT e MT, utenti BT) sui principali costi di sistema associati alla gestione dei flussi di energia reattiva e, in ultimo, sulla regolazione della tensione.

Solo a valle dei risultati di tali analisi, sarà possibile acquisire gli elementi sufficienti per valutare l'efficacia, i pro e i contro delle nuove proposte di regolazione tariffaria, nonché l'identificazione degli interventi più efficienti dal punto di vista dell'intero sistema elettrico, anche tenendo conto degli aggiornamenti regolatori relativi alla sperimentazione dell'approvvigionamento dei servizi locali di flessibilità (deliberazione 352/2021/R/eel), all'implementazione dell'architettura di scambio dati funzionale all'osservabilità dei flussi di energia sulle reti di distribuzione e dello stato delle risorse diffuse (deliberazione 628/2018/R/eel e 540/2021/R/eel) e dei provvedimenti che introducono un sistema di incentivazione, di tipo output-based, ai fini dell'efficientamento dell'attività di dispacciamento (deliberazione 597/2021/R/eel).

Per questo motivo e-distribuzione ha avviato una prima collaborazione con il Politecnico di Milano al fine di impostare un lavoro di approfondimento basato su un *approccio data-driven*. Il primo risultato dell'approfondimento riporta le evidenze rilevate dal Politecnico di Milano nell'analisi dei flussi energetici su alcune Cabine Primarie (CP) della rete esercita da e-distribuzione. Le analisi sono state sviluppate a partire dai profili energetici, campionati ai 15 minuti, relativamente agli anni 2016, 2017 e 2019. Sono stati esclusi dall'analisi gli anni 2020 e 2021 in relazione ad una plausibile atipicità degli stessi, a causa della Pandemia COVID. Rispetto ai dati disponibili sono state sviluppate opportune valutazioni analitiche volte a caratterizzare il comportamento energetico delle cabine primarie e dei clienti attivi e passivi ad esse sottese, andando ad individuare fattori tali da motivare eventuali evoluzioni nel tempo degli scambi energetici. Si rimanda al documento allegato per il dettaglio delle analisi numeriche sviluppate.

Anche alla luce degli esiti di tale documento tecnico la scrivente società non ritiene, pertanto, condivisibili gli orientamenti posti in consultazione, in particolare in relazione al "breve termine", per le motivazioni riportate di seguito.

Considerazioni sulla tempistica proposta

Il completamento delle suddette analisi tecniche non è compatibile con le tempistiche implementative della fase di breve termine. Ciò perché la tempistica posta in consultazione non consentirebbe lo svolgimento delle analisi tecniche e delle conseguenti valutazioni degli adempimenti attuativi che ne deriverebbero.

Considerazioni sull'individuazione dei corrispettivi

Non riteniamo possibile attribuire nuovi oneri ai DSO finché non saranno completate le analisi tecniche di cui sopra. Inoltre, anche nell'ipotesi di voler introdurre, comunque, nel medio-lungo periodo, laddove non siano rispettati i piani di investimento, una forma di penalizzazione a carico dei DSO, con riferimento alla quantificazione dei corrispettivi posta in consultazione - pur apprezzando il lavoro di analisi svolto da ARERA per l'affinamento delle ipotesi di valorizzazione, che considera come riferimento economico il costo di capitale associato alla compensazione di un'unità di energia reattiva tramite opportuni dispositivi, superando le opzioni dei DCO 420/2016, 318/2019 e il 481/2019 che prevedevano la compensazione di tutti i costi sostenuti in MSD per la regolazione di tensione - le nuove ipotesi poste in consultazione non appaiono comunque la scelta più efficiente.

Infatti, se da un lato fare riferimento al costo dei compensatori sincroni comporta corrispettivi più stabili e *cost reflective* rispetto a quelli correlati al MSD, si ritiene che essendo le funzionalità messe a disposizione da tali apparecchiature più ampie rispetto alla sola gestione dei flussi di energia reattiva provenienti dalle reti di distribuzione, i corrispettivi risulterebbero in ogni caso più elevati rispetto a quelli relativi alla singola funzionalità richiesta.

Inoltre, nel documento di consultazione tale corrispettivo è stato valorizzato considerando esclusivamente i prelievi di energia reattiva; stante tale assunzione, si deve però tenere presente che la scelta di utilizzare come apparecchiature di riferimento i compensatori sincroni risulta funzionalmente sovradimensionata per lo scopo, in quanto tali macchine possono operare sia in immissione che in prelievo di energia reattiva e sono finalizzate soprattutto alla stabilizzazione statica e dinamica della rete portando un contributo in termini di inerzia e di potenza di cortocircuito. In luogo dei costi dei compensatori sincroni dovrebbero, invece, essere presi in considerazione i costi di capitale riferiti ai reattori, efficaci per la compensazione dell'energia reattiva immessa in rete e caratterizzati da un costo di molto inferiore.

In aggiunta a tali considerazioni di natura tecnica, sempre riguardo alle modalità di calcolo del corrispettivo unitario, segnaliamo che dovrebbe essere prevista una modalità di ammortamento diversa da quella posta in consultazione, ovvero dovrebbe essere adottato un criterio a rata costante di ammortamento del cespite.

Considerazioni sulle modalità di coinvolgimento degli utenti finali

Per quanto riguarda il coinvolgimento degli utenti finali della rete, pur tenendo in considerazione il previsto aggiornamento dei flussi informativi che consentirà la gestione dei dati funzionali al calcolo dei corrispettivi per le immissioni di energia reattiva, si sottolinea che la disponibilità di misuratori installati non è omogenea e che la campagna di *roll-out* del contatore di seconda generazione è ancora in corso e si concluderà per tutti gli operatori soltanto nel 2026. Ciò determinerebbe, sia nel breve che nel medio periodo, un'effettiva e inevitabile discriminazione nell'applicazione dei corrispettivi tra i clienti dotati di contatore di nuova generazione e clienti che ne sono sprovvisti. Si potrebbero manifestare, da un lato, reclami dei clienti legati all'aumento del costo dell'energia e dall'altro comportamenti opportunistici volti a non consentire l'installazione del nuovo contatore.

In aggiunta è necessario considerare il fatto che, sebbene sia in corso di definizione da parte dell'Acquirente Unico l'aggiornamento dei flussi di misura relativi all'energia reattiva immessa risulta necessario un congruo tempo per apportare e attuare le modifiche alla regolazione della fatturazione per l'eventuale applicazione ai clienti finali di nuovi corrispettivi/penali.

In particolare, è opportuno valutare anche come e quando rendere edotto il cliente circa l'eventuale applicazione in bolletta di questi ulteriori corrispettivi/penalità, non solo per trasparenza, ma anche per promuovere comportamenti virtuosi volti proprio ad evitare le immissioni sulla rete di tale forma di energia.

A questo proposito rinnoviamo la raccomandazione di prevedere un periodo transitorio (es. per un anno dopo l'entrata in vigore dei nuovi tracciati di misura e dei documenti regolatori del trasporto) in cui le informazioni legate alle nuove grandezze vengono messe a disposizione di venditori e clienti senza alcun rilievo di carattere economico ma, come detto, per fornire adeguata consapevolezza del fenomeno ai soggetti che lo generano, consentendo in questo modo agli stessi di avere un appropriato periodo di osservazione per porre in essere eventuali azioni correttive.

La realizzazione di tutto quanto sopra non sarebbe compatibile con l'entrata in vigore della nuova regolazione a partire dal 1° luglio 2022.

Sempre lato utenti finali, va correttamente verificato se i nuovi segnali di "prezzo" che gli vengono forniti sui flussi di energia immessa/prelevata e le relative penali siano coerenti con l'effetto finale atteso sull'intero sistema elettrico. In alcuni casi, infatti, potrebbe accadere che tali segnali possano essere distorsivi rispetto all'obiettivo atteso sulla RTN e determinare un onere a carico dei clienti inefficace e percepito come un ulteriore aggravio in un momento di particolare sensibilità sul costo dell'energia. In particolare, si potrebbe verificare il caso che i clienti delle reti siano portati ad installare sistemi di rifasamento capacitivi per contenere il proprio fattore di potenza entro il limite di 0,95, mentre a monte, a livello di cabine primarie, potrebbe risultare necessario installare sistemi di rifasamento induttivi volti a contenere l'immissione di energia reattiva nella rete AT. Al contempo potrebbe verificarsi il caso di installazione di sistemi di compensazione reattiva in cabina primaria per limitare i flussi verso la rete AT, anche in casi in cui il TSO ha già previsto di installare sistemi di potenza molto maggiore per regolare sia la tensione che la stabilità della rete.

Infatti, per valutare l'utilità e l'efficacia a livello di sistema delle varie proposte avanzate dall'Autorità, andrebbe effettuata un'analisi costi benefici volta a identificare le opzioni meno onerose necessarie alla regolazione dell'energia reattiva, analizzando e simulando i potenziali effetti delle evoluzioni in corso anche sul nuovo ruolo del distributore. Come già più volte ribadito, tale analisi si ritiene imprescindibile e propedeutica a qualsiasi intervento sul quadro regolatorio esistente; ciò anche per evitare effetti della nuova regolazione non ottimali o potenzialmente distorsivi rispetto a uno scenario in rapida evoluzione quale quello in cui si trovano a operare i gestori di rete tutti.

Considerazioni su volumi e impatti

Venendo ora alle modalità di calcolo dei volumi di energia reattiva che sarebbero sottoposti al corrispettivo, si rileva come importanti chiarimenti siano stati forniti soltanto nel presente DCO al capitolo 8. Le stime effettuate in precedenza sulla base di quanto riportato nelle vigenti deliberazioni sono risultate quindi non pienamente attendibili per capire la dimensione del fenomeno, proprio in virtù di tali punti non chiari.

Tuttavia, alla luce di quanto chiarito in questa circostanza, si è proceduto a effettuare una nuova stima del potenziale impatto economico sulle imprese di distribuzione. Tale impatto risulta essere particolarmente penalizzante e anche sproporzionato rispetto alle finalità che lo stesso "incentivo" dovrebbe indurre. Inoltre, la stima dei costi totali su cui basare il calcolo dei corrispettivi per i flussi di energia reattiva non risulta in ogni caso ottimale. Infatti, oltre a quanto già esposto in merito all'individuazione dei corrispettivi di riferimento, sarebbe opportuno non considerare solo un biennio campione, come proposto nel DCO (anni 2018-2019), bensì effettuare un'analisi di serie storica e individuare opportuni driver di proiezione per il futuro. Tale approccio consentirebbe di calcolare un costo normalizzato standard, depurandolo da problematiche contingenti relative ai singoli anni.

Si ribadisce che la situazione estremamente dinamica e le prospettive di radicale modifica dei transiti energetici sulle reti elettriche derivanti dallo sviluppo dell'elettrificazione, la rapida crescita delle connessioni di nuovi impianti di generazione distribuita nonché l'evoluzione tecnologica delle apparecchiature, rendono necessario adottare un approccio "*forward looking*" per individuare le migliori soluzioni regolatorie per una tematica quale quella della gestione dei volumi transitori di energia reattiva particolarmente impattante su utenti e operatori.

Per tutte le motivazioni sopra esposte la regolazione come proposta potrebbe fornire segnali incoerenti ai diversi soggetti interessati dalla nuova regolazione e indurre comportamenti non armonizzati, non efficienti e più in generale non efficaci se non addirittura controproducenti per il sistema rispetto all'obiettivo da perseguire. Si ritiene, quindi, imprescindibile adottare un approccio che tenga conto delle diverse specificità tecniche delle aree territoriali, concertando gli interventi necessari tra i gestori di rete, ciò anche in linea con quanto riportato nel presente DCO al punto 13.7 in cui si riporta che l'approccio differenziato "sarebbe più adatto in relazione alle caratteristiche tecniche intrinsecamente locali dell'energia reattiva". Pertanto, non si ritiene opportuno richiedere ai distributori interventi estesi a tutta Italia anziché alle sole zone segnalate da Terna al fine di evitare interventi non giustificati o duplicati con conseguenti costi impropri e possibili effetti distorsivi rispetto alle esigenze tecniche di sistema. A tal fine sarebbe opportuno valutare a posteriori i benefici effettivamente conseguiti sulle reti con gli interventi realizzati prioritariamente nelle aree ritenute maggiormente critiche da TERNÀ.

Tale esigenza di intervento coordinato, efficiente e "mirato" è chiaramente espressa dal TSO nella relazione allegata al DCO quando si afferma che *"In estrema sintesi, anche a fronte dell'incremento delle immissioni di energia capacitiva registrato in questi anni, [...] le aree rispetto alle quali il contributo di reattivo che risale dalla rete MT influisce negativamente sulla regolazione di tensione della rete primaria e impatta negativamente sui costi di sistema sono limitate solo ad alcune grandi aree metropolitane, anche a causa del processo di cavizzazione delle linee delle reti di distribuzione [...] e delle caratteristiche topologiche delle medesime reti e della densità di carico che le caratterizza, nonché ad alcune specifiche aree del Sud Italia[...]"*

Alla luce di queste considerazioni si ritiene pertanto che i dati sui volumi complessivi di energia reattiva scambiata con la RTN dai clienti AT e AAT e dalla Cabine Primarie [...] siano meramente indicativi e non possano identificare in modo diretto l'impatto di tali scambi sulla RTN."

A tal riguardo, sarebbe pertanto più opportuno approfondire e consolidare la metodologia proposta da Terna anche tramite il supporto di esperti tecnici indipendenti e con il contributo dei distributori. Tale studio potrebbe essere aggiornato periodicamente al fine di cogliere l'andamento evolutivo dello stato delle reti in un contesto fortemente dinamico quale quello che si prospetta nei prossimi anni.

Considerazioni sulle possibilità di intervento del DSO

Venendo ora alla soluzione prospettata al punto 12 della parte III, sia ipotizzando interventi a livello nazionale indistintamente su tutte le cabine primarie che immettono reattivo, sia adottando un approccio di tipo differenziato come quello sopra descritto, che prevederebbe interventi focalizzati su ambiti più ristretti, si ribadisce che nell'orizzonte temporale di breve termine rappresentato nella proposta il Distributore non dispone purtroppo di sufficienti "leve" sia qualitativamente che quantitativamente efficaci per intervenire.

Di seguito se ne motivano le ragioni.

In primis, la norma CEI 0-16 prevede modalità di regolazione per gli impianti di produzione ai soli fini del controllo della tensione nel punto di connessione¹, esigenza distinta da quella di gestione del reattivo a livello di "area" o addirittura con impatto sulla RTN. Inoltre, solo gli impianti di produzione MT connessi dal 2013 sono soggetti all'obbligo di regolazione della potenza reattiva fissato dalla norma stessa, sicché solo una parte degli impianti di produzione ha caratteristiche e predisposizioni idonee a fornire tali prestazioni, con modalità

¹ Allegato I, CEI 0-16: "[...] L'assorbimento ed erogazione della potenza reattiva, in questi casi, è finalizzato alla limitazione delle sovratensioni/sottotensioni causate dal generatore stesso a seguito della immissione di potenza attiva [...]", "[...] i sistemi di generazione devono consentire anche l'erogazione/assorbimento di potenza reattiva secondo funzioni di regolazione in logica locale basate sul valore della tensione di rete letta ai morsetti di uscita secondo curve caratteristiche $Q = f(V)$ [...]", "In presenza di una regolazione centralizzata, sarà inviato un opportuno segnale di livello di potenza reattiva o di cosphi da erogare da parte delle unità GD nei limiti della proprie capability [...]. In presenza di una regolazione centralizzata del DSO, eventuali regolazioni locali che agiscano sulle stesse grandezze saranno disattivate [...]"

ancora non definite e livelli di performance incerti e disomogenei². In aggiunta, solo un sottoinsieme di tale platea è localizzato nelle aree di interesse prioritario, come individuate da Terna, dal punto di vista della regolazione dei flussi di reattivo. Peraltro, si rappresenta che è ancora in fase iniziale il progetto pilota di regolazione della tensione per impianti di generazione connessi alla RTN e non ancora obbligati né adeguati al servizio (ex del. 300/17), e che i primi risultati sull'efficacia di questa soluzione difficilmente saranno disponibili prima del 2023.

In ogni caso, ipotizzando di far ricorso in maniera estensiva a tale norma per agire sui produttori allo scopo di regolare gli scambi di potenza reattiva secondo una logica d'insieme – quindi non focalizzata sul singolo punto di connessione bensì a livello di cabina primaria (CP) - sarebbe necessario che i distributori dispongano di tempistiche congrue per definire e implementare un'architettura molto sofisticata di monitoraggio e controllo, diversa da quella automatica e locale stabilita dalla norma CEI per la gestione di sovra o sotto tensioni e di mettere in campo le tecnologie idonee a eseguire azioni coordinate tali da contemperare le due esigenze “puntuali” su propria rete che “di cabina primaria” d'impatto su RTN.

In particolare, riguardo all'architettura sono attualmente allo studio e saranno sperimentate nell'ambito del Progetto EuSysFlex delle funzionalità di forecast e calcolo *near real time* della *capability* di potenza reattiva aggregata a livello di CP, sulla base della quale il DSO potrà determinare, ad esempio su base quartaria, gli apporti che possono essere resi disponibili per le esigenze del TSO da parte delle singole risorse di produzione connesse alla sua rete. A questo si deve aggiungere un rinnovamento e potenziamento degli algoritmi di gestione delle risorse di rete, che li renda idonei a ottimizzare sia i flussi di energia attiva che quelli di reattiva contemperando le esigenze del DSO (controllo della tensione sui singoli nodi MT nei limiti di qualità) e del TSO (gestione del flusso aggregato ai fini della regolazione su RTN) e opportuni miglioramenti dei processi di scambio dati tra i due gestori, che consentano di operare in maniera coordinata superando le attuali logiche di funzionamento e abilitando una regolazione “dinamica”.

Riguardo alle tecnologie, l'esperienza dei progetti pilota evidenzia la necessità che i singoli impianti degli utenti siano dotati di dispositivi (Controllore Centrale d'Impianto - CCI o simili) dedicati allo scambio dati col DSO, con funzionalità superiori a quelle già fissate dalla attuale normativa tecnica in vigore.

Pertanto, è evidente come l'attuale situazione impiantistica non consenta di attivare in tempi brevi su larga scala una gestione “dinamica” della *capability* dei produttori MT, gestione che si potrà prevedere solo nel medio/lungo periodo.

Ad esempio, ipotizzando di utilizzare il CCI appena reso obbligatorio dalla delibera 540/2021 per gli impianti con $P \geq 1\text{MW}$, tali dotazioni saranno disponibili solo a partire dal dicembre 2022 per i nuovi impianti e gradualmente da marzo 2023 per gli impianti esistenti, quindi non saranno in campo in numero significativo prima del 2024 e comunque per ora con una funzionalità limitata alla sola osservabilità e non ancora alla controllabilità.

Allorché tali dispositivi saranno sufficientemente diffusi, ED potrà effettuare ulteriori sperimentazioni relative all'approvvigionamento di servizi di regolazione della tensione, nell'ambito del progetto pilota che sarà avviato ai sensi della deliberazione 352/2021.

Si segnala peraltro che i primi risultati emersi dallo studio condotto in collaborazione col Politecnico di Milano mostrano un duplice aspetto: le immissioni rilevate da parte dei produttori MT contribuiscono in misura limitata, incidendo in percentuale minore sul volume totale di reattivo in risalita, e in secondo luogo non si riscontra una tendenza incrementale nel tempo di tale contributo tale da giustificarne la significatività in termini di contributo alla risoluzione dei problemi. In particolare, l'apporto che i produttori potrebbero fornire nelle ore più critiche per la risalita di energia reattiva verso la rete AT, ossia in fascia F3, sarebbe

² Si fa presente che, ad esempio, gli impianti con generatori eolici non sono chiamati a fornire energia reattiva qualora la potenza attiva generata sia inferiore al 10% del valore nominale.

praticamente nullo nel caso di impianti fotovoltaici che immettono energia solo nelle ore di luce, ma che sono largamente predominanti nel parco della generazione distribuita in media tensione.

Riguardo ai clienti passivi, quelli con $P > 16,5$ kW sono già soggetti a penali in caso di violazione del fattore di potenza per i prelievi di energia reattiva e, sebbene in teoria potrebbero mettere in atto ulteriori contributi di regolazione riguardo all'energia immessa, questi verosimilmente sarebbero marginali e non stimabili ex ante in termini di volumi ed impatti.

Allo stato dell'analisi energetica eseguita si riscontra una tendenza a crescere del fattore di potenza delle utenze in bassa tensione. Tale tendenza, ragionevolmente da correlarsi alle utenze in bassa tensione con potenza contrattuale inferiore ai 55 kW, porta ad una considerevole riduzione dell'assorbimento di energia reattiva della rete BT. Dallo studio sembra emergere che il contributo più significativo sui flussi circolanti di energia reattiva nelle reti di distribuzione sia attribuibile al comportamento elettrico degli utenti BT di piccola taglia che si sta evolvendo verso una riduzione dell'assorbimento di energia reattiva.

Il distributore, quindi, da un lato non sembra avere una diretta responsabilità rispetto all'incremento dei flussi di reattiva iniettata nella rete di trasmissione, e dall'altro non è dotato di leve opportune e risorse adeguate al fine di gestire e controllare in maniera sostanziale tale fenomeno.

Tuttavia, il DSO può essere chiamato a correggere tale problematica in ottica di sistema e in concerto con il TSO, utilizzando opportune leve regolatorie incentivanti nelle aree a maggiore criticità, e perseguendo l'unica soluzione percorribile in un'ottica costi-benefici ovvero l'installazione di dispositivi di compensazione in modo e in zone coordinate con Terna.

Per tale ragione, dando seguito a quanto stabilito dall'Autorità con la Determinazione n. 2/2021, il lavoro di coordinamento con Terna per la pianificazione degli interventi si è, quindi, concentrato sul perimetro indicato dal TSO come derivante dalla nuova metodologia proposta dallo stesso. Trattandosi di un perimetro esteso e localizzato in zone molto peculiari dal punto di vista elettrico le attività stanno procedendo con i necessari approfondimenti per individuare le migliori soluzioni sia dal punto di vista impiantistico che sotto l'aspetto della gestione in esercizio dei nuovi apparati.

A valle della conclusione di tale analisi potrà avviarsi il processo di approvvigionamento che, in ragione della dimensione degli investimenti richiederà gare a evidenza pubblica europee; inoltre, vista la complessità delle attività finalizzate alla piena operatività degli apparati, si prevede la messa in esercizio di tali impianti di compensazione in un tempo di almeno 24/36 mesi.

Nell'ipotesi derivante dal DCO, invece, in cui il DSO dovesse intervenire in tutte le cabine primarie che immettono reattiva, compensando i valori di potenza massima segnalati da Terna (totale nazionale: 8.239 MVar) l'investimento risulterebbe dell'ordine di oltre 800 M€ senza che ne sia assicurata l'efficacia e l'efficienza per il sistema.

Alla luce di tutte le considerazioni finora esposte si ribadisce la necessità di superare la logica di breve termine che rischia di dare segnali incoerenti con le finalità generali che si intende perseguire e di definire quella di medio-lungo periodo (ad esempio dal 2024) a valle degli approfondimenti suddetti così da completare l'identificazione degli interventi prioritari, l'analisi di tutti gli impatti e l'attuazione degli interventi necessari.

Di seguito le risposte ai singoli spunti per la consultazione.

S1. Osservazioni in merito all'orientamento di posticipare la data di completamento della regolazione tariffaria dell'energia reattiva al 1° luglio 2022

Si rimanda a quanto esposto nelle osservazioni generali.

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).

Come evidenziato nelle osservazioni generali, in merito alla eventuale quantificazione economica delle iniezioni di potenza reattiva capacitiva, nell'ipotesi di identificare delle penalità in capo ai DSO (fattispecie che si rimarca essere non giustificata, in termini di responsabilità diretta dei DSO):

- si ritiene più corretto riferirsi a eventuali costi di apparecchiature di compensazione e non ai costi registrati su MSD per l'acquisto di risorse di regolazione di tensione. I secondi risentono infatti di una pluralità di fattori e, in aggiunta, non possono essere univocamente ricondotti alla semplice compensazione di potenza reattiva, quanto piuttosto ad altre esigenze di esercizio del sistema;
- viceversa, non si concorda sull'utilizzo dei costi capitale (e/o di esercizio) di Compensatori Sincroni come elemento di riferimento per la quantificazione economica. Come prima richiamato nelle osservazioni generali, i Compensatori Sincroni non sono infatti indirizzati alla mera compensazione di energia reattiva quanto piuttosto a fornire un più ampio set di servizi (incremento dell'inerzia meccanica, sostegno delle correnti di guasto).

Ai fini dell'adeguamento della regolazione tariffaria oggetto del presente DCO, il costo di riferimento dovrebbe essere individuato nel dispositivo che offre le funzionalità sufficienti alla mera compensazione dell'energia capacitiva immessa puntualmente nei punti di interconnessione tra reti di distribuzione e RTN.

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 (soli costi di capitale o *full cost*).

La scelta della tipologia di dispositivo per la compensazione dell'energia reattiva immessa o prelevata presa a riferimento per il dimensionamento del corrispettivo per eccessivi prelievi e immissioni ha un effetto sulla tipologia di costo da tenere in conto.

Nella letteratura rilevante in materia, emerge una notevole differenziazione dei costi di capitale e dei costi di esercizio e manutenzione a seconda della tipologia di compensazione adottata come riferimento. Se si facesse riferimento a sistemi statici come banchi di condensatori o reattori, si otterrebbe un costo di capitale contenuto al quale si assocerebbero dei costi di esercizio e manutenzione molto bassi. Al contrario, una tipologia di compensazione dinamica avrebbe un costo notevolmente maggiore sia in termini di investimento iniziale ma anche di esercizio e manutenzione.

In conclusione, per conseguire il risultato atteso ossia la riduzione dei volumi indesiderati di energia reattiva scambiata all'interconnessione, sembrerebbe sufficiente prendere come riferimento una compensazione statica tramite banchi di reattori/capacitori considerando il solo costo di capitale come criterio per la determinazione del valore del corrispettivo unitario.

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).

Si apprezza l'orientamento dell'Autorità di introdurre i corrispettivi per i periodi orari di effettiva necessità per la rete di trasmissione distinguendo tra prelievi ed immissioni.

Si riscontra una incongruenza (o quanto meno un maggiore costo dal punto di vista del sistema) fra i vincoli di correzione del fattore di potenza delle utenze finali (rifasando tramite reattanze ad un fattore di potenza 0,95), contemporaneamente ad un'eventuale correzione in direzione opposta, da parte delle Società di Distribuzione, in Cabina Primaria. Tale contraddittorietà è stata peraltro considerata dalla stessa Autorità nel documento di consultazione, laddove (punto 14.6) si ipotizza la futura opportunità di valorizzare, nel medio lungo termine, il prelievo di energia reattiva con fattore di potenza inferiore a 0,95 nelle zone in cui ci sia un eccesso di immissioni di energia reattiva.

Si potrebbe valutare una ricalibrazione dei vincoli sui profili di prelievo/immissione di reattiva da parte dei clienti, ipotizzando la rimozione dei limiti di prelievo in F3, e la possibilità di immettere in F1 ed F2.

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

In merito all'utilizzo di eventuali azioni di compensazione della potenza reattiva da parte degli utenti attivi connessi alla rete, si evidenzia come tale soluzione possa essere efficace solo per un sottoinsieme di casistiche in ragione di:

- potenziali criticità che potrebbero emergere sulla rete di distribuzione,
- potenziali inefficienze a livello di incremento delle perdite di potenza attiva sulla rete di distribuzione,
- scarsa efficacia della soluzione per iniezioni nella fascia oraria F3, in ragione della indisponibilità alla regolazione (in base alla evoluzione della normativa tecnica) di tutte le risorse fotovoltaiche.

Attualmente la disponibilità alla regolazione della tensione da parte di un utente attivo risulta funzionale alla gestione delle problematiche eventualmente riscontrate sulla rete di distribuzione, secondo una logica basata sul monitoraggio dei parametri rilevati ai morsetti del generatore. Il cambio di orientamento, ovvero il passaggio da regolazione locale a regolazione centralizzata, richiederebbe la disattivazione della funzionalità locale di regolazione a favore di una nuova modalità, attualmente non disponibile, che avrebbe l'obiettivo di calmierare il volume di energia reattiva iniettata sulla RTN. Tale cambio di orientamento andrebbe opportunamente verificato in quanto potrebbe esporre le reti di distribuzione a potenziali criticità riguardanti il rispetto dei vincoli di tensione sui nodi di propria competenza. Tale scelta sembra particolarmente impattante in ottica futura nella quale si prevede un incremento di produzione da fonte rinnovabile distribuita e connessa a reti di distribuzione.

Per quanto riguarda l'efficacia dell'azione di regolazione da parte dei produttori in fascia F3, si sottolinea che la maggior parte dei produttori sulla rete di media tensione è stata connessa prima del 2013, quando le norme CEI non prevedevano la possibilità di scambiare energia reattiva con la rete MT.

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.

In aggiunta a quanto già esposto nelle osservazioni generali, al di là dell'effettiva efficacia di tale azione di coinvolgimento degli utenti, si vuole sottolineare la difficile gestione della fatturazione in quanto la standardizzazione dei flussi informativi non comprende un tracciamento dei diversi set point imposti e della relativa e corretta attuazione degli stessi a seguito di più richieste, anche di breve durata, che si rendano necessarie all'interno del mese. Quindi non risulta chiaro se e come andrebbe implementato a livello di fatturazione un effettivo coinvolgimento dell'utente, anche se questo non risultasse poi necessario o se esso fosse limitato a piccoli intervalli temporali all'interno del mese, ma più in generale quanto impatto avrebbe sull'intera catena di gestione del dato a partire dal contatore elettronico fino al flusso informativo verso il venditore finale.

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

È condivisibile l'orientamento all'individuazione di criteri che tengano conto dell'intensità degli impatti e delle conseguenti possibili differenziazioni su base geografica, coerenti con le esigenze tecniche di rete. Tali criteri dovrebbero in ogni caso tenere conto delle possibili complessità gestionali, e quindi porre l'attenzione sugli interventi tecnici degli operatori anziché su una eventuale differenziazione dei corrispettivi da applicare. Infatti, qualora si concretizzasse una differenziazione dei corrispettivi per intensità, si accetterebbe di fatto una disparità di trattamento rispetto a fattori geografici o di caratterizzazioni elettriche generalmente dovute a fattori esogeni non imputabili direttamente all'utente o al distributore. Oltretutto questo aspetto andrebbe ulteriormente a gravare sulla standardizzazione dei flussi informativi e sulla trasparenza del processo di fatturazione stesso aggravando scenari di iniquità sul territorio nazionale.

S8. Osservazioni sull'evoluzione della valorizzazione dei corrispettivi.

Per quanto detto nelle osservazioni generali il tema della evoluzione della gestione dei volumi di energia reattiva circolanti nelle reti di distribuzione e trasmissione va sicuramente affrontato, come suggerito, con studi approfonditi al fine di comprenderne l'attuale situazione ma soprattutto affrontare la caratterizzazione elettrica del prossimo futuro. Si concorda con la prosecuzione delle azioni di coordinamento tra i gestori del sistema elettrico, anche avvalendosi di esperti indipendenti al fine di individuare un meccanismo efficiente di gestione evoluta di potenza reattiva orientata al controllo della tensione. In quest'ottica lo strumento più adatto appare quello dei piani di sviluppo dei gestori di rete corredati ad esempio da CBA, cronoprogrammi e priorità di intervento nelle aree più critiche, così come già in essere per i piani resilienza.

Riguardo alle ipotesi formulate dall'Autorità, confermiamo di ritenere inadatto il riferimento ai costi sostenuti in MSD, per le ragioni già esposte nelle osservazioni generali.

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.

Si rimanda alle osservazioni generali. Come stabilito dall'Autorità con la Determinazione n. 2/2021, si sta portando avanti un lavoro di coordinamento con il TSO per la pianificazione degli interventi in coerenza alla nuova metodologia proposta dallo stesso che di fatto sarebbe orientata al superamento di quanto previsto nel breve termine.

Da un punto di vista teorico la gestione ottimale dei flussi dovrebbe essere finalizzata a minimizzare localmente, per singola cabina primaria, gli scambi di energia reattiva verso la rete AT, tuttavia considerando le frequenti problematiche di spazi disponibili si valuta favorevolmente l'ipotesi di installazione di sistemi di compensazione centralizzati da collocare in aree elettricamente baricentriche per quanto possibile, in grado di compensare i flussi di energia reattiva di più cabine primarie della medesima area di rete.

In tali casi, sarebbe certamente da considerare che la compensazione centralizzata sia finalizzata a compensare i flussi di energia reattiva corrispondenti a raggruppamenti di più cabine primarie elettricamente limitrofe.

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

L'assorbimento da parte del trasformatore risulta molto variabile in funzione delle condizioni di carico della macchina e della sua impedenza di cortocircuito. Sarebbe quindi opportuno considerare coefficienti tempo varianti, distinguendo tra ore piene e ore vuote; tuttavia, al fine di limitare le complessità gestionali, si condivide la proposta di ARERA di individuazione di due coefficienti, costanti nel tempo, precalcolati su base statistico-storica considerando un campione significativo di trasformatori. Si auspica che l'individuazione di tali coefficienti avvenga in condivisione con i distributori tenendo in considerazione le caratteristiche tecniche dei propri trasformatori.