

COMMENTI E OSSERVAZIONI AL DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE 515/2021/R/EEL – COMPLETAMENTO DELLA REGOLAZIONE TARIFFARIA DEI PRELIEVI E DELLE IMMISSIONI DI ENERGIA REATTIVA

Con il presente documento il Gruppo A2A formula le proprie considerazioni in relazione agli orientamenti illustrati dall'Autorità nel **Documento per la Consultazione 515/2021/R/eel** (di seguito: il Documento o DCO) relativamente agli interventi necessari al completamento della **regolazione tariffaria dei prelievi e delle immissioni di energia reattiva** a partire dal **1° luglio 2022**, prospettando anche una possibile **evoluzione** di tale regolazione nel **medio termine**, la cui decorrenza dovrebbe essere **nel 2023 o 2024**.

Tale Documento fa seguito alla Delibera 568/2019/R/EEL (come modificata dalla Delibera 395/2020/R/EEL) e alla Determina DIEU n. 2/2021 che ha definito per ciascun soggetto coinvolto un preciso cronoprogramma in termini di obblighi di reportistica conclusosi a fine ottobre 2021 con l'invio ad ARERA di una **relazione congiunta Terna/DSO** contenente gli esiti delle **attività di coordinamento per la pianificazione di interventi su specifici nodi della rete** finalizzati alla gestione dei flussi in immissione e prelievo di energia reattiva.

[Omissis]

Premessa

Si esprime **apprezzamento** per il fatto che codesta **Autorità**, anche in considerazione delle numerose e rilevanti criticità implementative emerse anche durante i momenti di confronto avuti sia con le singole imprese sia in ambito inter-associativo, **abbia ritenuto opportuno di proporre il posticipo di 6 mesi**, rispetto al 1° gennaio 2022 precedentemente fissato dalla Delibera 568/2019/R/eel, per il termine di avvio della regolazione tariffaria dei prelievi e delle immissioni di energia reattiva.

Tuttavia, **tali tempistiche si ritengono ancora eccessivamente stringenti** se confrontate con un **realistico cronoprogramma di investimenti** che, a causa della complessità tecnica degli stessi, del processo di assegnazione e realizzazione degli appalti, oltre all'imprescindibile coinvolgimento di Terna per la connessione alla RTN, necessitano di un **congruo orizzonte temporale pluriennale, non inferiore almeno a 5 anni, difficilmente comprimibile**.¹

Alla suddetta criticità, si aggiunge il fatto che nelle proposte a breve termine ARERA ha espresso l'orientamento di **adottare una regolazione per ciascuna Cabina Primaria** o punto di connessione alla RTN, **rimandando** solo al **2023** o al **2024** l'adozione di un **approccio «per raggruppamento di utenze»**. Ciò deriverebbe dal fatto che il Regolatore **non** ritiene **condivisibile**, in quanto **“non**

¹ Un cronoprogramma di massima per il singolo investimento è stato proposto nella comunicazione n.003849 del 29/06/2021

sufficientemente motivata” l’affermazione contenuta nel rapporto di Terna relativa al fatto che gli **impatti negativi** dell’energia **reattiva** in risalita dalla rete MT siano **limitati solo ad alcuni grandi aree metropolitane** e ad alcune **aree specifiche nel Sud Italia** (cfr. par. 3.8 del DCO). Questa posizione non sembra tuttavia essere coerente con quanto indicato dalla stessa Autorità nei paragrafi 4.6 e 4.7 del DCO oltre che nel Rapporto di Monitoraggio MSD pubblicato con la **Deliberazione 282/20/E/eel** dal quale emerge chiaramente una situazione di **particolare e frequente criticità nella regolazione della tensione nel Mezzogiorno**². Tale situazione di criticità in dette aree emerge anche dagli investimenti previsti da Terna, all’interno del proprio Piano di Sviluppo, per l’installazione di sistemi di compensazione (reattori, STATCOM o compensatori sincroni) dai quali si evince che circa il 75% della potenza reattiva oggetto di futura installazione sarà concentrata proprio nel Mezzogiorno e sulle Isole.

Non casualmente le aree definite da Terna per l’implementazione del progetto pilota per la fornitura del servizio di regolazione di tensione tramite impianti connessi alla RTN a seguito di adeguamenti impiantistici di cui alla Delibera 300/2017/R/EEL ricadono nel Sud e sulle Isole.

In conseguenza di quanto sopra riportato, sarebbero **oggetto di corrispettivi** anche le **aree territoriali** dove le analisi condotte congiuntamente con Terna, ai sensi delle disposizioni della Determina DIEU 2/2021, **non** mostrano **potenziali criticità** nel medio-lungo termine. Una siffatta applicazione rischierebbe di dare segnali di prezzo incoerenti rispetto alle effettive esigenze del sistema elettrico.

Nel caso specifico di Unareti, si cita in particolare l’**area di Brescia**, dove le **maggiori immissioni di energia reattiva** sulla RTN si hanno nelle **Cabine Primarie**, in cui peraltro ad oggi sono **installati banchi di condensatori** che vengono **inseriti/esclusi** a fronte di **esplicita richiesta** da parte di Terna ai fini dell’esercizio del sistema. Inoltre, va ribadito come dalle analisi congiunte tra Unareti e Terna, sulle reti di distribuzione a 15kV e di trasmissione a 132kV, emerga chiaramente la **non necessità di prevedere ulteriori investimenti** per l’installazione di sistemi di compensazione nell’area della provincia di Brescia che sarebbero di fatto **inutili e non tecnicamente giustificabili**.

Preme, oltretutto evidenziare come, in base alle valutazioni condivise tra TSO/DSO, sia emerso che **l’approccio “aggregato” permetterebbe di individuare le soluzioni tecniche con un miglior rapporto costi/benefici, evitando** così la **realizzazione di investimenti** che **non** comporterebbero ulteriori e **sostanziali impatti positivi** a livello di **sistema**, ma anzi **costi aggiuntivi da coprire in tariffa**.

A nostro giudizio, pertanto, si reputa ragionevole l’individuazione di **condizioni dirimenti per l’adozione di deroghe all’applicazione dei corrispettivi** previsti attualmente da ARERA nel

² Lazio, Abruzzo, Campania, Molise, Puglia, Basilicata e Calabria

Documento in oggetto. Tra tali condizioni si enunciano, ad esempio:

- **l'assenza di criticità in determinati contesti territoriali** e la conseguente scelta efficiente di non effettuare interventi ritenuti ridondanti e non necessari;
- l'ottenimento di **benefici derivati dall'adozione di un approccio aggregato nella definizione e realizzazione di specifici e mirati investimenti** utili a **compensare flussi di energia reattiva** da/verso la RTN.

Inoltre, nelle Cabine Primarie dove sono **già in servizio sistemi di compensazione**, si ritiene opportuno che **non vengano attribuiti corrispettivi ai prelievi o alle immissioni di energia reattiva** dato che la gestione di tali sistemi è di fatto eseguita da Terna, la quale richiede, in base alle condizioni di esercizio, l'inclusione e/o l'esclusione di tali apparecchiature da parte del DSO. Quest'ultimo non ha infatti gradi di libertà discrezionali in merito, non potendosi sostituire al TSO sulla valutazione dell'opportunità o meno dell'inserimento o dell'esclusione di detti sistemi in determinati momenti³. Pertanto si ritiene opportuno che **il DSO debba essere sollevato da oneri di carattere economico a fronte del servizio richiesto da Terna**.

Infine, preme porre all'attenzione dell'Autorità una tematica di un certo rilievo per le imprese distributrici, non riscontrata nei vari aspetti analizzati nel presente Documento di Consultazione, ossia **le perdite di energia attiva dovute al funzionamento dei suddetti sistemi di compensazione**. **Non** si valuta infatti **corretta** la loro **valorizzazione** tra i **quantitativi di energia prelevata dai distributori dalla RTN**, non ritenendo 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).⁴ Da tale impostazione ne conseguirebbe un **impatto negativo** per le **imprese distributrici** nell'ambito della regolazione delle partite economiche relative alla **perequazione perdite**.

[Omissis]

Tale impatto negativo 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**

³ Il DSO non può esimersi dal lasciare attivi i banchi di condensatori in fascia F3 o di lasciarli esclusi in fascia F1 e/o F2 se Terna lo dovesse richiedere.

⁴ In tal caso, infatti, non si otterrebbero benefici in termini di migliori profili di tensione o di minori perdite sulla rete di distribuzione in media tensione ma bensì sulla RTN.

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.

Entrambe queste **metodologie** renderebbero infatti **"passanti"** per i **distributori** le **summenzionate perdite di energia attiva**, che, per contro, in base ai criteri regolatori attualmente in vigore sarebbero applicate a storno delle voci positive di reddito, a nostro avviso in modo non corretto.

In merito alle proposte regolatorie di breve termine, si riscontrano **condivisibili aperture metodologiche** con riferimento ai criteri di **definizione dei corrispettivi per i distributori in alta tensione**. L'impostazione precedente, infatti, non discriminava l'energia reattiva "di base" dell'infrastruttura AT da quella originata dalle imprese distributrici e dai clienti in AT, creando in questo modo delle **distorsioni nella quantificazione dei corrispettivi** da versare al superamento dei livelli minimi del fattore di potenza, tali da **amplificare notevolmente l'impatto economico** a carico dei soggetti "a valle" rispetto alla RTN.

Tuttavia, si ritiene che l'approccio descritto **non** consenta di **valorizzare appieno i benefici per il sistema** derivanti dal funzionamento di **compensatori sincroni**, soprattutto se di **tipo regolabile**. Per maggiori dettagli si rimanda a quanto riportato al punto S.2.

In merito alla regolazione nei **punti di scambio tra DSO**, preme sottolineare come il DCO **non consideri un approccio di tipo aggregato** come quello nei punti di scambio con la RTN. Anche in questo caso un'applicazione estensiva a tutti i punti di scambio non sembra rappresentare la soluzione tecnicamente ed economicamente più efficiente ma tali punti **dovrebbero invece essere considerati nel loro complesso** (ad esempio aggregando quelli sottesi ad una medesima CP) al fine di determinare un contenuto numero di interventi ottenendo il medesimo risultato a livello di sistema. Come per i punti di scambio con la RTN, dovrebbe essere eseguita **un'analisi congiunta tra i diversi DSO** al fine di 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. In tal caso si potrebbe evitare un doppio intervento che non porterebbe benefici aggiuntivi.

Da ultimo, si evidenzia come ARERA dedichi una parte significativa del DCO al tema del **coinvolgimento dei clienti finali** nell'ottimizzazione della **gestione dei flussi di energia reattiva**,

senza tuttavia **individuare alcuna leva o meccanismo incentivante**, opportunamente **attivabile dall'impresa distributrice**, che possa fungere da stimolo affinché gli Utenti modifichino il proprio comportamento con appropriati interventi, evitando così la successiva applicazione dei corrispettivi tariffari. A regolazione attuale, infatti, il distributore non possiede alcun strumento idoneo alla finalità sopra descritta e, in tal senso, giova anche ricordare i limiti e lo scarso effetto incentivante che fino ad oggi ha riscontrato la norma prevista dall'art. 41 del TIQE che consente agli utenti MT di non adeguare i propri impianti a fronte del versamento annuale del Corrispettivo Tariffario Specifico (CTS).

Si consideri inoltre che un'applicazione estensiva della Regolazione a tutte le Cabine Primarie, senza tenere in considerazione le effettive criticità nel medio termine, porterebbe ad interventi massivi da parte del DSO andando a limitare in maniera molto importante la possibile partecipazione degli utenti ai futuri servizi che gli stessi potrebbero offrire su MSD/a livello locale.

Sintesi delle valutazioni del Gruppo A2A

Alla luce delle considerazioni dettagliate nel seguito, si ritiene **necessaria** una **revisione di alcune proposte** contenute nel documento, soprattutto quelle in merito:

- alla **regolazione basata sui due semi-periodi**, prevedendo invece fin dall'entrata in vigore del quadro regolatorio in analisi l'applicazione dell'approccio aggregato per aree basato su logiche compensative,
- ai **criteri di valorizzazione dei corrispettivi** in funzione dei **costi di capitale dei compensatori sincroni**, considerando sia l'energia prelevata che quella immessa nei quattro quadranti e come potenza massima sia quella garantita in prelievo che quella in immissione,
- alla possibile **adozione di deroghe territoriali** per le aree dove, in esito all'analisi congiunta DSO/TSO, gli investimenti non porterebbero benefici alla RTN, così come in quelle Cabine Primarie dove sono installati banchi di condensatori inseriti/esclusi su richiesta di Terna,
- alla possibile adozione di un **approccio aggregato anche per i punti di scambio tra diversi DSO** basato su un'analisi congiunta DSO/TSO al fine di determinare gli investimenti necessari così come fatto per i punti di scambio con la RTN,
- alla data di avvio della **fatturazione dei corrispettivi** in relazione ai propri **profili di immissione dei clienti finali**, prevedendo invece una **idonea fase transitoria di almeno 6 mesi** durante la quale il **cliente possa essere "capacitato"** attraverso un'adeguata informativa ed essere quindi in grado di **valutare gli opportuni interventi** per non incorrere nel pagamento dei suddetti corrispettivi.

Si confida, pertanto, che, anche alla luce delle osservazioni che emergeranno nella presente fase di consultazione, i provvedimenti successivamente adottati da ARERA prevedano gli idonei **aggiustamenti** in termini sia di **metodologie e tempistiche implementative** sia di **criteri di valutazione** da applicare ai progetti d'investimento.

In particolare, si suggerisce di valutare l'opportunità di introdurre, anche nell'ambito della regolazione in oggetto un **approccio regolatorio di tipo output-based**, in analogia con la "**regolazione speciale**" già in vigore per la continuità del servizio di distribuzione elettrica.

In tal caso, il distributore dovrebbe presentare ad ARERA un piano vincolante per la realizzazione e messa in servizio di sistemi di compensazione dell'energia reattiva sulle reti e infrastrutture di propria pertinenza. Solo nel caso in cui il piano venga disatteso in termini di obiettivi e tempistiche, sarebbero comminati i corrispettivi pregressi.

Nel rispetto del cronoprogramma degli investimenti condivisi Terna-DSO, fintanto che tali interventi non esplicheranno i loro benefici sulla rete, i flussi di energia reattiva relativi al perimetro oggetto del cronoprogramma dovrebbero beneficiare delle **deroghe all'applicazione dei corrispettivi**. Tali deroghe potranno essere revocate qualora, per cause direttamente imputabili al DSO, gli investimenti non fossero realizzati nei tempi previsti dal cronoprogramma condiviso.

Ciò consentirà, ad opinione della Scrivente, una **ottimizzazione incrementale dei benefici** per imprese e utenti finali, così come di premiare quelle **soluzioni tecniche caratterizzate da una maggiore flessibilità operativa** utile a rispondere efficacemente alle evoluzioni attuali e prospettiche del sistema elettrico.

Per tener conto dell'evoluzione della RTN in ottica della transizione energetica, i diversi DSO e Terna potranno valutare periodicamente ulteriori investimenti necessari qualora le condizioni della RTN in futuro richiedano interventi in ulteriori Cabine Primarie ad oggi non prevedibili. In tal caso dovranno essere condivise modalità e tempi di realizzazione di tali investimenti aggiuntivi.

Spunti di consultazione

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

In considerazione di quanto finora emerso negli **incontri del GdL Misure Elettriche** e nelle more della conclusione della **consultazione pubblica recentemente avviata da Acquirente Unico (AU)** relativa alla definizione delle specifiche tecniche inerenti all'inserimento del tracciato dell'energia reattiva capacitiva ed induttiva immessa nei tracciati di trasmissione delle misure elettriche, si ritiene plausibilmente che il **quadro regolatorio e tariffario** potrà essere **compiutamente definito solo tra**

la fine di gennaio e l'inizio di febbraio 2022.

Tenuto conto del consistente adeguamento dei sistemi informatici e delle significative modifiche nella struttura delle mappe applicative propedeutiche all'attività di fatturazione, si auspica un **percorso attuativo suddiviso in due fasi susseguenti** e identificabili in primis nell'inizio dell'**invio dei dati di misura** e poi nell'**avvio della fatturazione dei corrispettivi**, relativi in particolare ai propri profili di immissione, ai fini della valorizzazione economica in bolletta a carico del cliente finale.

Tale approccio consentirà di fornire una **corretta e dettagliata informativa verso i clienti finali** affinché abbiano **piena consapevolezza dei propri comportamenti di consumo** e siano messi nelle condizioni di **adottare le più opportune soluzioni per ottimizzare i propri costi**.

Preme infatti porre all'attenzione del Regolatore **l'onerosità e la pervasività degli interventi** da attuare necessariamente in molte fasi della catena di gestione del dato:

- **adeguamento dei processi di acquisizione flussi di misura** (periodici, di rettifica, ecc.) per recepire i dati di energia reattiva capacitiva immessa in rete, così come di quelli di switch e di consuntivazione delle prestazioni per recepire i nuovi dati di misura,
- **riconfigurazione dei contatori di fatturazione** in portafoglio per la gestione dei nuovi registri,
- **adeguamento del motore di fatturazione** per calcolo dei corrispettivi da addebitare,
- **modifiche al layout della bolletta** ai fini dell'esposizione dei nuovi dati di misura e degli importi da addebitare, interventi che si andrebbero inoltre a sovrapporre a quanto già previsto dall'attuale revisione della "Bolletta 2.0" da parte del Regolatore,
- **adeguamento del Portale Clienti** per la messa a disposizione dei nuovi dati di misura,
- adeguamento dei flussi di scambio dei dati di misura tra gli Utenti di Dispacciamento e le relative Controparti Commerciali,
- **adeguamento dei processi di modifica di potenza** in caso di superamento della soglia prevista di 16,5 kW per l'applicazione dei corrispettivi.

Si ricorda, peraltro, che gli operatori hanno in corso una serie di altri onerosi interventi sui propri sistemi, volti a recepire altre diverse disposizioni normative e regolatorie (oltre a Bolletta 2.0, vi sono ad esempio, le implementazioni urgenti derivanti dalle misure per il contenimento del cd "caro bollette" e in particolare dai nuovi obblighi di rateizzazione)

Inoltre, si evidenzia come, una volta definito il quadro regolatorio e i relativi adempimenti nell'ambito delle attività svolte dalle imprese di distribuzione verso Terna, anche in termini di pianificazione dei necessari investimenti da implementare sulla propria infrastruttura di rete, si renderà comunque **necessario agire anche sui sistemi IT** ai fini della gestione dei dati di misura dell'energia reattiva immessa, in modo tale da:

- **configurare i display**, sia con il sistema di telegestione che con il sistema di campo WFM, al fine di visualizzare le componenti di reattiva immessa necessarie,

- **leggere le componenti di reattiva immessa** con il sistema sia **di telegestione** che **di campo WFM**, durante i processi di lettura periodica e nell'esecuzione delle prestazioni tecniche/commerciali,
- **inviare alle società di vendita i dati di reattiva immessa con i nuovi flussi** in fase di definizione,
- poter **validare le nuove componenti** di energia con i sistemi preposti.

A quanto sopra riportato, si aggiunga che, nelle more del completamento dei piani massivi di sostituzione dei contatori 2G, **solo ad alcuni utenti potranno essere applicati i corrispettivi per immissione di reattiva**, generando così una **situazione, seppur transitoria, di sperequazione**. Pertanto, sarebbe **auspicabile** prevedere l'entrata in vigore dei suddetti corrispettivi **in una fase successiva rispetto alla data del 1° luglio 2022** al fine di garantire un'applicazione dei corrispettivi quanto più omogenea e non discriminatoria possibile.

Alla luce delle criticità sopra esposte, connesse in particolare all'attuale composizione del parco di misuratori elettronici, si ritiene, infine, funzionale alla corretta attuazione della regolazione in oggetto un **chiarimento da parte dell'Autorità** relativamente all'**opportunità di implementare i suddetti sviluppi dei sistemi IT anche sui misuratori 1G**, che ad oggi rappresentano ancora una numerosità molto rilevante per i distributori del Gruppo A2A, dato il recente avvio del piano di sostituzione PMS2.

Tale tipologia di misuratori, infatti, sebbene potenzialmente in grado di rilevare il flusso di energia reattiva immessa, **necessiterebbe di interventi significativi** per la messa a disposizione e la validazione dei nuovi dati di misura. Tale attività di adeguamento comporterebbe inoltre un **incremento di costi operativi**, che dovrebbero comunque essere **nuovamente sostenuti dal distributore** in occasione dell'**installazione** di smart metering **2G**, con un evidente **impatto negativo** in termini di **efficientamento** e di **ottimizzazione della propria struttura di costo**.

Per quanto riguarda, invece, l'esecuzione degli investimenti condivisi con Terna nella relazione congiunta presentata ad ottobre 2021, la proroga al 1 luglio 2022 non è sufficiente per poter dar corso alla loro realizzazione, dovendo considerare tutto l'iter di bando qualifica, gara d'appalto, realizzazione, fornitura e commissioning delle apparecchiature che, nel caso specifico di Unareti, richiedono anche il coinvolgimento ed investimenti da parte di Terna per la connessione alla RTN 220kV.

Per tale motivo si propone che i DSO, congiuntamente con il TSO, propongano piani di installazione vincolanti come anticipato in premessa.

Sebbene concordi sul fatto vero che il tema dell'energia reattiva è oggetto di attenzione da alcuni anni, è anche vero che sarebbe stato necessario un ruolo di coordinamento, date le ripercussioni sulla

RTN, da parte del TSO, non potendo il DSO valutare in autonomia l'effetto dei prelievi/immissione di energia reattiva sulla porzione di RTN a cui risulta connesso. Il DSO, una volta stabilita l'assenza di criticità dei profili di tensione sulla propria rete di distribuzione, non è nelle condizioni di poter identificare gli investimenti necessari al fine di portare beneficio alla RTN. Pertanto, in assenza di indicazioni e/o manifestazioni di criticità da parte dello stesso TSO, è ragionevole che il DSO non abbia finora previsto nel proprio piano di sviluppo interventi mirati alla mitigazione dei flussi di energia reattiva, escludendo in partenza una possibile soluzione "tout court" in tutti i punti di connessione con la RTN che non appariva e non appare tuttora tecnicamente motivata e determina aggravio ingiustificato di costi sul sistema.

S.2. 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).

La valorizzazione del corrispettivo basato sui costi sostenuti su MSD non appare essere una soluzione praticabile dato che fino ad oggi non è stato possibile attribuire tali costi agli effettivi flussi di energia reattiva da parte di Clienti Finali o imprese Distributrici connesse in AAT/AT **rispetto a quelli generati dalla RTN stessa**⁵. In tal caso verrebbe meno il principio che "comporta l'attribuzione dei costi a chi ne è responsabile" espresso dall'Autorità al paragrafo 2.3⁶;

La valorizzazione che considera i costi di investimento di un generico compensatore sincrono appare essere maggiormente praticabile. Tuttavia, con riferimento al calcolo espresso nel DCO che porta all'individuazione di un corrispettivo pari a 2,88€/Mvarh non sembra essere considerate correttamente la tipologia di investimento preso come riferimento (compensatore sincrono).

Infatti, partendo dai **100k€/MVar** per l'installazione di compensatori sincroni si deve considerare che tali macchine possono funzionare **sia in immissione che in prelievo** di energia reattiva. Nel DCO, invece, è considerata nel calcolo solamente l'energia reattiva prelevata **escludendo di fatto la peculiarità dei compensatori** rispetto ad altre apparecchiature di compensazione (ad esempio

⁵ È ben chiaro il dato di circa 50 Tvarh/anno di energia reattiva scambiata da Clienti Finali in AT e Imprese Distributrici connesse alla RTN ma non è invece noto il valore di energia reattiva totale, tra cui quello preponderante autoprodotta dalla RTN, che porta al miliardo di euro relativi all'uplift MSD. Linee elettriche in AAT o AT realizzate in cavo generano energia reattiva capacitiva di ordini di grandezza superiori rispetto all'infrastruttura in media tensione. Stessa cosa vale per le linee elettriche aeree in conduttori nudi relativamente all'energia reattiva induttiva.

⁶ I costi sostenuti su MSD scontano anche situazioni di pivotalità ovvero di detenzione di potere di mercato da parte degli utenti del dispacciamento come analizzato nell'Allegato A alla Deliberazione 282/20/R/eel. Quindi, il valore del corrispettivo basato sui costi sostenuti su MSD sarebbe distorto e non valutato sull'effettiva criticità introdotta dall'energia reattiva ma da situazioni di mercato, non rispondendo a criteri di *cost reflectivity*.

reattori) che potrebbero essere installate, ad un costo inferiore ai 100k€/Mvar, qualora servisse solamente prelevare energia reattiva dalla RTN.

Di conseguenza, nel calcolo, si dovrebbero **considerare sia i flussi di energia reattiva prelevata che quelli di energia reattiva immessa sui quattro quadranti**, passando quindi per il biennio 2018-2019 dai 21 TVArh/anno considerati dal DCO a 40 TVArh/anno. Per la stima della potenza massima, in modo analogo si dovrebbero considerare sia il massimo in prelievo che il massimo in immissione (in valore assoluto), ottenendo 10.500MVar (7.062+ 3.454 MVar), al fine di valorizzare correttamente la possibilità che fornisce un investimento in una apparecchiatura come un compensatore capace di lavorare nei quattro quadranti.

In questo modo le ore di utilizzazione annue passerebbero da 3.000h a 3.800h ed il corrispettivo risultante sarebbe pari a **2,27€/MVarh**.

Il ragionamento sopra indicato è tanto più vero qualora si volesse optare per una valorizzazione del corrispettivo utilizzando l'approccio "full cost" considerando anche i costi di esercizio. In tal caso il considerare solamente l'energia reattiva prelevata porterebbe ad una sovrastima dei costi di esercizio (oltre a quelli di capitale) dato che non sarebbe considerato l'effettivo funzionamento dei compensatori.

Considerando, infine, che il costo di capitale riportato nel DCO (8.630 €/MVAar/anno) è il costo del primo dei 33 anni di vita utile del compensatore, non risulta chiaro come l'Autorità intenda tenere conto negli anni successivi della riduzione della remunerazione del capitale per effetto del progressivo degrado del cespite, né risulta chiaro come intenda incorporare nel modello di analisi l'impatto derivante dall'applicazione del valore di WACC in vigore dal 2022 recentemente definito con la Delibera 614/2021/R/Com e delle sue previste revisioni infra-periodali

S.3. 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).

Rispetto a quanto già anticipato in premessa, si ribadisce che non si condivide l'orientamento espresso nel DCO in merito all'applicazione dei corrispettivi a partire dal luglio 2022. Un simile approccio non terrebbe in considerazione gli esiti delle relazioni congiunte DSO/TSO volte ad identificare le effettive criticità a livello di sistema e gli investimenti necessari al fine di risolvere o mitigarle.

Si avrebbe altresì una penalizzazione per quelle aree dove l'esito delle analisi congiunte ha portato alla conclusione che non sono necessari e/o opportuni investimenti.

Per le aree dove invece è emersa una potenziale criticità e per le quali sono stati definiti gli investimenti necessari, si ribadisce che l'orizzonte temporale prospettato non è sufficiente per poterli realizzare, dovendo considerare tutto l'iter di bando qualifica, gara d'appalto, realizzazione, fornitura e commissioning delle apparecchiature che, nel caso specifico di Unareti, richiedono anche il

coinvolgimento ed investimenti da parte di Terna per la connessione alla RTN 220kV¹.

S.4. 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 accoglie favorevolmente la proposta di limitare il divieto di immissione di energia reattiva alla sola fascia F3, tuttavia si auspica che l'Autorità possa rivedere il limite del fattore di potenza ad oggi posto pari ad 1, prevedendo l'introduzione di una **soglia di tolleranza** in analogia a quanto fatto per l'energia reattiva in prelievo.

[Omissis]

Si propone una fascia di **franchigia** per le immissioni di energia reattiva inferiore al **20% (fattore di potenza 0,98)** dell'energia attiva prelevata e immessa.⁷

S.5. Osservazioni in merito al coinvolgimento degli utenti nella gestione dell'energia reattiva.

S.6. 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.

A livello di principio si condivide l'orientamento che prevede un coinvolgimento attivo da parte degli utenti per la gestione dei flussi di energia reattiva tuttavia in assenza di opportune **leve economiche** o **meccanismi incentivanti**, opportunamente **attivabile dall'impresa distributrice**, che possano fungere da stimolo affinché gli Utenti modifichino il proprio comportamento con appropriati interventi, **non appare attuabile un coinvolgimento sufficientemente ampio**.

A regolazione attuale, infatti, il distributore non possiede alcun strumento idoneo alla finalità sopra descritta, così come l'utente sarà portato a modificare i propri impianti in modo da rispettare i nuovi limiti imposti senza tuttavia poter offrire servizi "aggiuntivi" che possano richiedere il funzionamento dei gruppi di generazione in sovra o sotto-eccitazione. In particolare, il richiedere ad un generatore rotante di funzionare in **sotto-eccitazione** per assorbire energia reattiva dalla rete comporta una diminuzione dell'energia attiva che può essere generata oltre che una condizione di funzionamento non ottimale. Come noto, infatti, **i gruppi di generazione tendono ad evitare tale tipologia di funzionamento**, per garantire il quale, in alternativa, si dovrebbe procedere, soprattutto per gli impianti nuovi, ad un sovradimensionamento dell'investimento con conseguenze economiche non trascurabili e non giustificate da una copertura tramite l'offerta di servizi remunerati.

⁷ Considerando quanto indicato al punto b) del paragrafo 8.4 secondo il quale le immissioni di energia reattiva devono essere valutate anche in condizioni di immissione di energia attiva.

In conclusione, si deve considerare che ad oggi non è ancora realizzata una infrastruttura di rete che permetta lo scambio di informazioni, stati, misure e setpoint tra DSO e utente finale che sarà possibile tramite l'adeguamento degli impianti alla normativa CEI 0-16 (soprattutto grazie al Controllore Centrale di Impianto) che prevede un orizzonte temporale compreso tra fine 2023 ed inizio 2024 e che si applica solamente per potenze connesse in MT maggiori o uguali a 1MW (perimetro standard).

L'Autorità infatti, come proposto in fase di consultazione, ha rinviato a successivi provvedimenti l'estensione della regolazione dello scambio dati al cd "perimetro esteso" (impianti connessi in BT o MT con $P < 1\text{MW}$): a tal proposito, Terna dovrà fornire all'Autorità una o più relazioni dettagliate che descrivano, distinguendo tra il perimetro esteso MT e il perimetro esteso BT, i criteri, non discriminatori e il più possibile oggettivi, con i quali saranno individuati gli impianti di produzione da includere in tale perimetro. Suddetti criteri dovranno essere definiti coinvolgendo le imprese di distribuzione, anche tramite specifiche consultazioni.

Infine, in merito al coinvolgimento degli utenti nella gestione dell'energia reattiva, si riprende il caso, già enunciato in premessa, delle Cabine Primarie Unareti nell'area della provincia di Brescia, nelle quali ad oggi sono installati banchi di condensatori che vengono inseriti/esclusi a fronte di esplicita richiesta da parte di Terna ai fini dell'esercizio del sistema. In questo caso, quindi, si ha un coinvolgimento diretto dell'utente (nella fattispecie Unareti) nella gestione dell'energia reattiva, con lo scopo di migliorare le performance della RTN.

In tale contesto, dove le maggiori immissioni di energia reattiva sulla RTN si hanno nelle Cabine Primarie, si rischia tuttavia di cadere nel "paradosso" per cui, a fronte dell'immissione in rete di energia reattiva per scopi funzionali alla RTN, il DSO – in assenza di opportune possibilità di deroga – verrebbe penalizzato nonostante dalle analisi congiunte tra Unareti e Terna sia emersa chiaramente la non necessità di prevedere ulteriori investimenti per l'installazione di sistemi di compensazione nell'area della provincia di Brescia.

S.7. Osservazioni sull'eventuale differenziazione dei corrispettivi in relazione all'intensità degli impatti delle immissioni e dei prelievi di energia reattiva.

L'approccio che prevede una differenziazione dei corrispettivi in relazione all'intensità degli impatti delle immissioni e dei prelievi di energia reattiva è sicuramente più allineato al principio di **cost reflectivity** rispetto alla definizione di corrispettivi unici nazionali.

Seppur vero che Terna prevede l'installazione di sistemi di compensazione in 15 regioni è anche da considerare il numero, la tipologia e la taglia di tali dispositivi. Nel proprio Piano di Sviluppo 2021

Terna prevede gli interventi indicati in Figura 1.⁸

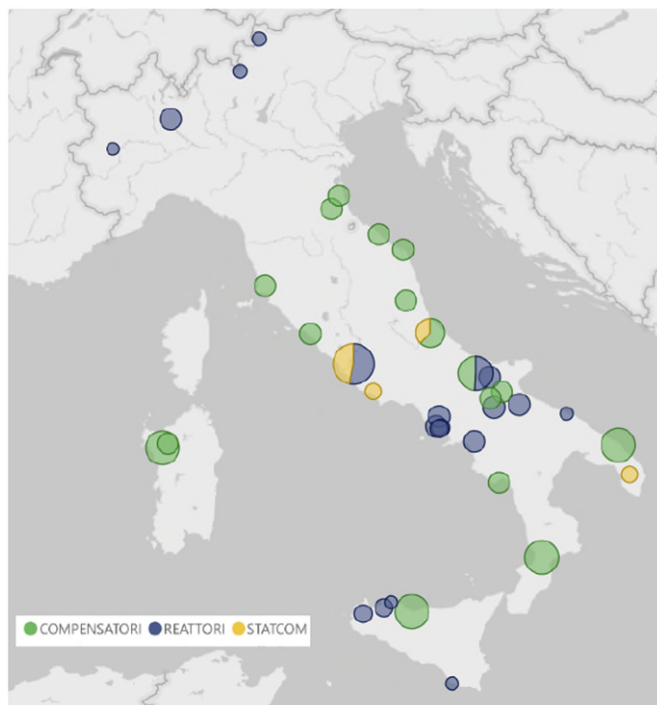


Figura 1 – Interventi previsti da Terna nel PDS 2021 per la gestione dell'energia reattiva

A conferma del fatto che l'area centro-nord del Paese sia molto meno critica in merito ai flussi di energia reattiva, si notano i contenuti investimenti previsti da Terna in tale area geografica e considerando anche che alcuni di essi (nel nord in particolare) si rendono necessari per determinate situazioni specifiche come nel caso del reattore previsto a Tirano che si rende necessario per compensare l'energia reattiva capacitiva generata dalle lunghe dorsali 230kV tra l'alta valle e la città di Milano.

Qualora si opti per corrispettivi unitari a livello nazionale sarebbe quantomeno auspicabile prevedere una gradualità nell'entrata in vigore degli stessi dando priorità alle aree del Paese che mostrano le maggiori criticità e posticipandoli per le aree che non sono ritenute critiche nel medio termine.

S.8. Osservazioni sull'evoluzione della valorizzazione dei corrispettivi.

Come già anticipato nello spunto S.2., non appare opportuno considerare i costi sostenuti su MSD o dei servizi ancillari per il controllo della tensione al fine della determinazione dei corrispettivi, non essendo rappresentativi dell'effettiva criticità introdotta dai prelievi/immissioni di energia reattiva su RTN da parte dei DSO o dei clienti finali in AT.

⁸ Fonte PDS 2021 Terna pag.245 e 246

In merito all'utilizzo a partire dal 2023 o 2024 anche dei costi di esercizio dei compensatori sincroni (stimato nell'ordine del 1,3% annuo del CAPEX in una prima fase e poi rivisto sulla base di ulteriori approfondimenti) si ribadisce quanto espresso nello spunto S.2 relativamente alla considerazione non solo dell'energia reattiva prelevata ma anche di quella immessa in modo da associare i costi di esercizio all'effettivo funzionamento (comprese le effettive ore di utilizzazione) delle apparecchiature. Inoltre, va considerato che potrebbe essere più opportuno considerare un appropriato mix di costi di esercizio considerando le diverse tecnologie di compensazione disponibili.⁹

Relativamente al punto 14.6, considerando quanto già indicato allo spunto S.6, si ritiene opportuno attendere che siano ben definiti i meccanismi e le regole dei servizi ancillari locali sulla rete di distribuzione e che gli impianti di utenza (perimetro standard) si siano adeguati alla norma CEI 0-16. Infine, la possibilità di prevedere un corrispettivo negativo di pari importo a quello previsto per le immissioni sarebbe da valutare considerando le condizioni di funzionamento in sotto-eccitazione considerando, tra l'altro, la diminuzione di energia attiva erogabile alla rete.

S.9. 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.

Il contenuto del Capitolo 15 è perfettamente in linea con quanto già proposto all'Autorità nel corso delle interlocuzioni dei mesi precedenti sia in forma diretta che in forma associata tramite Utilitalia e di conseguenza se ne condivide in toto la formulazione.

A integrazione, si richiama quanto già anticipato in premessa in merito alla regolazione nei **punti di scambio tra DSO**. Preme, infatti, sottolineare come il DCO **non consideri un approccio di tipo aggregato** come quello nei punti di scambio con la RTN. Anche in questo caso un'applicazione estensiva a tutti i punti di scambio non sembra rappresentare la soluzione tecnicamente ed economicamente più efficiente ma **dovrebbero invece essere considerati nel loro complesso** (ad esempio aggregando quelli sottesi ad una medesima CP) al fine di determinare un contenuto numero di interventi ottenendo il medesimo risultato a livello di sistema. Come per i punti di scambio con la RTN dovrebbe essere eseguita **un'analisi congiunta tra i diversi DSO** al fine di 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

⁹ I costi di esercizio di reattori o condensatori sono inferiori a quelli di un compensatore sincrono.

sottesa. In tal caso si potrebbe evitare un doppio intervento che non porterebbe benefici aggiuntivi.

S.10. Osservazioni su eventuali coefficienti semplificati di riporto delle misure MT in AT.

[Omissis]

Conclusioni

In conclusione, sebbene si ribadisca il generale apprezzamento iniziale verso il Documento per la Consultazione 515/2021/R/eel, si ritiene necessaria una revisione della regolazione tariffaria dei prelievi e delle immissioni di energia reattiva in relazione ai punti di criticità esposti e argomentati nel presente documento, soprattutto per quanto concerne:

- **l’approccio della regolazione**, che dovrebbe fin da subito essere di **tipo output-based**, in analogia con la “**regolazione speciale**” già in vigore per la continuità del servizio di distribuzione elettrica.

In particolare, il distributore dovrebbe presentare ad ARERA un piano vincolante per la realizzazione e messa in servizio di sistemi di compensazione dell’energia reattiva sulle reti e infrastrutture di propria pertinenza. Solo nel caso in cui il piano venga disatteso in termini di obiettivi e tempistiche, sarebbero quindi addebitati i corrispettivi pregressi;

- le **logiche** con cui valutare i flussi di energia reattiva, che dovrebbero essere compensative e di aggregazione per aree, sia per quanto riguarda le Cabine Primarie che per i punti di scambio tra DSO;
- le **tempistiche** di applicazione dei corrispettivi, che dovrebbero essere estese per tenere conto:
 - o delle attività necessarie all’installazione dei compensatori secondo i piani individuati congiuntamente da TSO e DSO;
 - o del tempo necessario ad adeguare i flussi informativi da / verso i clienti finali, considerando anche le attività di adeguamento dei sistemi IT dei venditori e l’evoluzione del parco di misuratori 2G, ancora in fase di installazione;
- la possibilità di adozione di **deroghe territoriali** per le aree dove, in esito all’analisi congiunta DSO/TSO, gli investimenti non porterebbero benefici alla RTN, così come in quelle Cabine Primarie dove sono installati banchi di condensatori inseriti/esclusi su richiesta di Terna.

Si ritiene, infine, che le proposte sopra riportate possano, se accolte, evitare una penalizzazione ingiustificata e illegittima dei DSO garantendo, nel contempo, il raggiungimento dell’obiettivo di

ottimizzazione dei flussi di energia reattiva da / verso la RTN, a beneficio dell'intero sistema.