

DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE
515/2021/R/EEL

<p>COMPLETAMENTO DELLA REGOLAZIONE TARIFFARIA DELL'ENERGIA REATTIVA</p>

Documento per la consultazione per la formazione di provvedimenti nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente 9 aprile 2019, 126/2019/R/EEL

Mercato di incidenza: energia elettrica

23 novembre 2021

Premessa

Il presente documento per la consultazione ha l'obiettivo di presentare gli orientamenti dell'Autorità di Regolazione per Energie Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) per il completamento della regolazione tariffaria dei prelievi e delle immissioni di energia reattiva.

La regolazione tariffaria dell'energia reattiva integra quanto già disposto con la deliberazione 2 maggio 2013, 180/2013/R/eel, che ha innovato la preesistente regolazione a far data dal 1 gennaio 2016 relativamente ai prelievi di energia reattiva da parte dei clienti finali connessi in media e bassa tensione, e quanto prospettato con la deliberazione 27 dicembre 2019, 568/2019/R/eel in merito al completamento della regolazione, ora oggetto di consultazione.

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità le proprie osservazioni e proposte in forma scritta entro l'**11 gennaio 2021**.*

Le osservazioni possono essere trasmesse unicamente attraverso il servizio interattivo messo a disposizione sul sito internet dell'Autorità www.arera.it o, in alternativa, all'indirizzo pec istituzionale protocollo@pec.arera.it.

Si fa riferimento all'Informativa sul trattamento dei dati personali, punto 1, lett. b) e c) in merito alla pubblicazione e alle modalità della pubblicazione delle osservazioni. Si specifica ulteriormente che i partecipanti alla consultazione che intendano salvaguardare la riservatezza di dati e informazioni, diversi dai dati personali, dovranno motivare tale richiesta contestualmente all'invio del proprio contributo alla presente consultazione, evidenziando in apposite appendici le parti che si intendono sottrarre alla pubblicazione. In tale caso i soggetti interessati dovranno inviare su supporto informatico anche la versione priva delle parti riservate, destinata alla pubblicazione qualora la richiesta di riservatezza sia accolta dagli Uffici dell'Autorità.

**Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente
Direzione Infrastrutture Energia e Unbundling
Corso di Porta Vittoria, 27 - 20122 - Milano**

**Posta elettronica certificata: protocollo@pec.arera.it
sito internet: www.arera.it**

INFORMATIVA SUL TRATTAMENTO DEI DATI PERSONALI ai sensi dell'art. 13 del Regolamento UE 2016/679 (GDPR)

La disciplina della partecipazione ai procedimenti di regolazione dell'ARERA è contenuta nella deliberazione 649/2014/A. Ai sensi dell'articolo 4.2 della disciplina in parola, l'ARERA non riceve contributi anonimi.

1. Base giuridica e finalità del trattamento

a. Trattamento dei dati personali raccolti in risposta alle consultazioni

Si informa che i dati personali trasmessi partecipando alla consultazione pubblica saranno utilizzati da ARERA, (Titolare del trattamento), nei modi e nei limiti necessari per svolgere i compiti di interesse pubblico e per adottare gli atti di sua competenza ai sensi della normativa vigente, con l'utilizzo di procedure anche informatizzate. Il trattamento è effettuato in base all'articolo 6, par. 1 lett. e) del GDPR.

b. Pubblicazione delle osservazioni

Le osservazioni pervenute possono essere pubblicate sul sito internet di ARERA al termine della consultazione. I partecipanti alla consultazione possono chiedere che, per esigenze di riservatezza, i propri commenti siano pubblicati in forma anonima. Una generica indicazione di confidenzialità presente nelle comunicazioni trasmesse non sarà considerata una richiesta di non divulgare i commenti.

I partecipanti alla consultazione che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, delle osservazioni e/o documentazione inviata, sono tenuti ad indicare quali parti delle proprie osservazioni e/o documentazione sono da considerare riservate e non possono essere divulgate. A tal fine, i partecipanti alla consultazione sono tenuti a trasmettere una versione non confidenziale delle osservazioni destinata alla pubblicazione.

c. Modalità della pubblicazione

In assenza delle indicazioni di cui al punto b) della presente Informativa (richiesta di pubblicazione in forma anonima e/o divulgazione parziale), le osservazioni sono pubblicate in forma integrale unitamente alla ragione sociale/denominazione del partecipante alla consultazione. La ragione sociale/denominazione del partecipante alla consultazione che contenga dati personali è oscurata. Sono altresì oscurati tutti i dati personali contenuti nel corpo del contributo inviato e che possano rivelare l'identità di persone fisiche identificate o identificabili. I dati personali delle persone fisiche che rispondono alla consultazione nella loro capacità personale sono oscurati. Sono altresì oscurati tutti i dati personali contenuti nel corpo del contributo inviato e che possano rivelare l'identità del partecipante alla consultazione.

2. Modalità del trattamento e periodo di conservazione dei dati

Dei dati personali possono venire a conoscenza i Capi delle Strutture interessate dall'attività di regolamentazione cui è riferita la consultazione, nonché gli addetti autorizzati al trattamento. I dati saranno trattati mediante supporto cartaceo e tramite procedure informatiche, con l'impiego di misure di sicurezza idonee a garantirne la riservatezza nonché ad evitare l'indebito accesso agli stessi da parte di soggetti terzi o di personale non autorizzato. Tali dati saranno conservati per un periodo massimo di 5 anni.

3. Comunicazione e diffusione dei dati

I dati non saranno comunicati a terzi, fatti salvi i casi in cui si renda necessario comunicarli ad altri soggetti coinvolti nell'esercizio delle attività istituzionali del Titolare e i casi specificamente previsti dal diritto nazionale o dell'Unione Europea.

4. Titolare del Trattamento

Titolare del trattamento è ARERA, con sede in Corso di Porta Vittoria, 27, 20122, Milano, e-mail: info@arera.it, PEC: protocollo@pec.arera.it, centralino: +39 02655651.

5. Diritti dell'interessato

Gli interessati possono esercitare i diritti di cui agli articoli 15-22 del GDPR rivolgendosi al Titolare del trattamento agli indirizzi sopra indicati. Il Responsabile della Protezione dei Dati personali dell'Autorità è raggiungibile al seguente indirizzo: Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, Corso di Porta Vittoria, 27, 20122, e-mail: rpd@arera.it.

Gli interessati, ricorrendone i presupposti, hanno altresì il diritto di proporre reclamo al Garante per la protezione dei dati personali, quale autorità di controllo, o di adire le opportune sedi giudiziarie.

INDICE

PARTE I ASPETTI INTRODUTTIVI E SINTESI DEGLI ORIENTAMENTI.....	6
1. <i>Introduzione e finalità del presente documento per la consultazione</i>	<i>6</i>
2. <i>Sintesi dei principali orientamenti</i>	<i>7</i>
PARTE II CONTESTO ED ESIGENZE DI COMPLETAMENTO DELLA REGOLAZIONE	10
3. <i>L'incremento dei volumi di energia reattiva immessa in rete.....</i>	<i>10</i>
4. <i>I costi associati alla regolazione della tensione e alla gestione dell'energia reattiva</i>	<i>13</i>
5. <i>Le ulteriori possibili leve operative in capo a Terna ed alle imprese distributrici.....</i>	<i>14</i>
6. <i>La richiesta delle imprese distributrici di gradualità nell'attuazione della regolazione</i>	<i>15</i>
PARTE III PROPOSTE REGOLATORIE A BREVE TERMINE	17
7. <i>Tempistiche di attuazione.....</i>	<i>17</i>
8. <i>Chiarimento sull'energia reattiva immessa oggetto di corrispettivo.....</i>	<i>18</i>
9. <i>La definizione dei corrispettivi di energia reattiva per i distributori in alta tensione.....</i>	<i>19</i>
10. <i>La definizione dei corrispettivi di energia reattiva per i distributori in media e in bassa tensione</i>	<i>22</i>
11. <i>Applicazione dei corrispettivi nelle fasce orarie.....</i>	<i>23</i>
12. <i>Coinvolgimento degli utenti nella gestione dell'energia reattiva.....</i>	<i>24</i>
PARTE IV PROPOSTE REGOLATORIE NEL MEDIO TERMINE.....	26
13. <i>Eventuale approccio con corrispettivi differenziati in base all'intensità degli impatti</i>	<i>26</i>
14. <i>Evoluzione della valorizzazione dei corrispettivi.....</i>	<i>27</i>
15. <i>Trattamento di raggruppamenti di utenze AT</i>	<i>28</i>
16. <i>La destinazione dei ricavi per i corrispettivi relativi a alta e altissima tensione</i>	<i>29</i>
17. <i>Localizzazione del punto di misura e eventuali coefficienti semplificati di riporto.....</i>	<i>29</i>
APPENDICE 1 – <i>L'attuale quadro regolatorio</i>	<i>31</i>
APPENDICE 2 – <i>Analisi di immissioni e prelievi reattivi 2019-2020</i>	<i>31</i>
APPENDICE 3 – <i>Gli interventi per il controllo della tensione e la gestione dell'energia reattiva effettuati e previsti da Terna.....</i>	<i>32</i>
APPENDICE 4 – <i>Gli interventi per la gestione dell'energia reattiva effettuati e previsti dalle imprese distributrici.....</i>	<i>33</i>

PARTE I

ASPETTI INTRODUTTIVI E SINTESI DEGLI ORIENTAMENTI

1. Introduzione e finalità del presente documento per la consultazione

- 1.1 Con il presente documento l’Autorità intende formulare i propri orientamenti in relazione al completamento del processo di riforma della regolazione tariffaria dei prelievi e delle immissioni di energia reattiva nelle reti elettriche, con riferimento ai clienti finali, alle interconnessioni tra la rete di trasmissione nazionale e le reti di distribuzione in alta tensione e alle interconnessioni tra le reti di distribuzione in media e bassa tensione.
- 1.2 Per quanto riguarda la regolazione dei prelievi di energia reattiva da parte dei clienti finali in media e bassa tensione, con la deliberazione 2 maggio 2013, 180/2013/R/eel l’Autorità ha introdotto dal 2016 corrispettivi per i prelievi di energia reattiva che riflettono i costi per l’impegno delle infrastrutture e i costi relativi alle perdite. Con la stessa deliberazione, l’Autorità ha identificato alcuni aspetti principali della riforma: la limitazione del fattore di potenza a circa 0,95 per i prelievi di energia reattiva¹ e a 1 per l’immissione di energia reattiva (ossia, nessuna immissione), mentre ha rinviato a successivi provvedimenti il completamento della riforma.
- 1.3 Con i documenti per la consultazione 21 luglio 2016, 420/2016/R/eel, 23 luglio 2019, 318/2019/R/eel e 21 novembre 2019, 481/2019/R/eel, l’Autorità ha illustrato i propri orientamenti per il completamento della regolazione e, con l’Allegato A alla deliberazione 27 dicembre 2019, 568/2019/R/eel (TIT) e con la deliberazione 20 ottobre 2020, 395/2020/R/eel, ha disposto che tutti gli aspetti inerenti al completamento della regolazione dell’energia reattiva decorrano dal 1 gennaio 2022.
- 1.4 Nel presente documento per la consultazione, l’Autorità espone non solo i propri orientamenti per il completamento della regolazione, per il quale si prevede una decorrenza dal 1 luglio 2022 in ragione di alcuni aspetti implementativi emersi nel frattempo (Parte III del documento) ma anche primi orientamenti per una possibile evoluzione della regolazione nel medio termine (Parte IV del documento), tenendo conto delle esigenze dell’intervento regolatorio che sono illustrate nella Parte II del documento.
- 1.5 Il documento è corredato dalle seguenti appendici:
- sintesi della attuale regolazione tariffaria e degli aggiornamenti già previsti da precedenti deliberazioni;
 - andamento di prelievi e immissioni di energia reattiva negli anni 2019 e 2020;
 - investimenti effettuati e previsti da Terna;
 - azioni effettuate e previste dalle imprese distributrici.

¹ Il vincolo “fattore di potenza circa 0,95” è espresso nell’Allegato A alla deliberazione 27 dicembre 2019, 568/2019/R/eel come prelievo reattivo non superiore al 33% del prelievo attivo.

2. Sintesi dei principali orientamenti

Sintesi dei principali orientamenti del presente documento per la consultazione

- 2.1 Con il presente documento l’Autorità formula i propri orientamenti in relazione al completamento del processo di riforma della regolazione tariffaria dei prelievi e delle immissioni di energia reattiva nelle reti elettriche, tenendo conto:
- di un ancora limitato coinvolgimento degli utenti di rete nella regolazione della tensione e nella gestione dell’energia reattiva da parte degli operatori di rete;
 - della modifica degli scambi di energia reattiva negli ultimi anni (in particolare, l’energia reattiva immessa nella rete di trasmissione nazionale dalle imprese distributrici è raddoppiata nel periodo 2014-2020, avvicinandosi al valore di energia reattiva prelevata);
 - dell’incremento dei costi legati al controllo della tensione e alla gestione dell’energia reattiva nel mercato dei servizi di dispacciamento negli ultimi anni (oltre un miliardo di euro all’anno);
 - del significativo incremento degli investimenti previsti in apparecchiature per la regolazione della tensione e dell’energia reattiva da parte dell’operatore di trasmissione (circa un miliardo di euro nel periodo 2020-2026).
- 2.2 L’Autorità, nel formulare i propri orientamenti, tiene conto delle vigenti disposizioni legislative e, in particolare, dei principi, sanciti anche dall’ordinamento europeo, di aderenza delle tariffe ai costi² e di promozione dell’efficienza del sistema³. In particolare, per aumentare l’efficienza del sistema, l’Autorità ritiene cruciale la possibilità di abilitare la regolazione locale di tensione da parte dei produttori e il coinvolgimento dei clienti finali che hanno la disponibilità di dispositivi per il controllo della tensione e il controllo dell’energia reattiva. I corrispettivi posti in capo alle imprese distributrici, oltre a una logica di *cost reflectivity*, introdotta in modo graduale, incentiverebbero le imprese a coinvolgere più efficacemente gli utenti nel controllo dell’energia reattiva, a costi di fatto trascurabili.
- 2.3 L’insieme dei suddetti elementi rende necessario completare nel più breve tempo possibile il processo di riforma dell’energia reattiva, avviata dall’Autorità nel 2013, con la riforma dei limiti e dei corrispettivi per i prelievi reattivi dei clienti finali in bassa e in media tensione, nel rispetto del principio di *cost reflectivity* che comporta l’attribuzione dei costi a chi ne è responsabile, e con la conseguente riduzione delle tariffe pagate della generalità degli utenti.

² Il comma 18.1 del regolamento (UE) 2019/943 prevede che i corrispettivi applicati dai gestori della rete per l’accesso alla rete (...) sono correlati ai costi, trasparenti, tengono conto della necessità di garantire la sicurezza della rete e la sua flessibilità e danno riscontro ai costi effettivi sostenuti, purché questi corrispondano a quelli di un gestore di rete efficiente e comparabile dal punto di vista strutturale, e siano stati applicati in modo non discriminatorio.

³ Il medesimo comma 18.1 prevede che il metodo utilizzato per definire i corrispettivi di rete sostiene in modo neutrale l’efficienza globale del sistema nel lungo termine tramite i segnali di prezzo ai clienti e ai produttori. Inoltre, il comma 18.2 del regolamento (UE) 2019/943 prevede che le metodologie relative alle tariffe riflettono i costi fissi degli operatori dei sistemi di trasmissione e degli operatori dei sistemi di distribuzione e forniscono incentivi adeguati ai gestori dei sistemi di trasmissione e ai gestori dei sistemi di distribuzione, sia a breve che a lungo termine, al fine di migliorare l’efficienza.

- 2.4 Nel presente documento l’Autorità formula i seguenti principali orientamenti in relazione al breve termine:
- a. la posticipazione di durata limitata del completamento della regolazione tariffaria dell’energia reattiva, in ragione delle tempistiche necessarie per completare l’aggiornamento dei flussi informativi standardizzati dai distributori ai clienti;
 - b. l’affinamento della modalità di valorizzazione dei corrispettivi per energia reattivi, andando a prendere a riferimento il costo della soluzione più efficiente che può compensare un’unità di energia reattiva immessa (o prelevata);
 - c. l’applicazione dei corrispettivi per energia reattiva immessa nella sola fascia oraria F3, perché è particolarmente nelle ore di basso carico che l’immissione induce costi sul sistema elettrico;
 - d. chiarimenti sulle modalità di coinvolgimento non discriminatorio degli utenti nella regolazione dell’energia reattiva, che auspicabilmente possano stimolare un maggiore contributo degli utenti in aree locali dove esistono esigenze specifiche (ad es. di sovrapprelievo reattivo o di sovra-immissione reattiva) differenti dalla media del territorio nazionale.
- 2.5 Inoltre, l’Autorità presenta e illustra i seguenti principali interventi che si potrebbero sviluppare in una prospettiva di medio termine (si tratta di aspetti che potrebbero trovare applicazione a partire dal 2023 o dal 2024, a seconda delle circostanze e delle necessarie attività implementative):
- a. un eventuale approccio tariffario che tenga conto delle peculiarità tecniche dell’energia reattiva e definisca i corrispettivi anche in modo differenziato rispetto all’intensità degli impatti dell’immissione e prelievo di energia reattiva, ma comunque omogeneo con riferimento ad aree del sistema elettrico dove si riscontrano impatti analoghi;
 - b. un’ulteriore evoluzione della valorizzazione dei corrispettivi che tenga anche conto dei futuri servizi ancillari per il controllo della tensione, qualora essi esprimano una soluzione ancora più efficiente per compensare l’immissione o prelievo di energia reattiva;
 - c. il possibile raggruppamento di “utenze” in alta e in altissima tensione (sia distributori, sia clienti finali) al fine di ottimizzare le possibili soluzioni e consentire economie di scala nell’approvvigionamento di dispositivi per la compensazione reattiva; ad esempio, un reattore localizzato in una cabina primaria potrebbe servire alla compensazione di un gruppo di cinque cabine primarie in un’area con simile comportamento.

Aspetti che non sono oggetto della presente consultazione

- 2.6 Per chiarezza, si evidenzia che tre temi, benché correlati alla gestione dell’energia reattiva, non sono oggetto della presente consultazione:
- a. la modalità per la messa a disposizione ai venditori (e quindi ai clienti) delle misure di energia reattiva dai distributori, per il tramite del Sistema Informativo Integrato;

- b. la pianificazione coordinata delle risorse di rete per la gestione dell'energia reattiva da parte di Terna e delle imprese distributrici; e
- c. le modalità con le quali attualmente Terna si approvvigiona delle risorse di energia reattiva necessarie al funzionamento in sicurezza del sistema e alla regolazione della tensione.

- 2.7 Riguardo il primo aspetto, la Direzione Mercati *Retail* e Tutele dei Consumatori di Energia dell'Autorità ha organizzato il 29 settembre u.s. un incontro del gruppo di lavoro sulla standardizzazione delle misure elettriche, con particolare riferimento all'energia reattiva immessa, seguito da un secondo incontro il 25 novembre. Le modalità standardizzate di trasmissione dei flussi informativi relativi all'energia reattiva immessa sono in fase di analisi nel contesto anzidetto e non sono perciò ulteriormente discusse nel presente documento.
- 2.8 Riguardo il secondo aspetto, con la determinazione DIEU 22 aprile 2021, 2/2021 il Direttore della Direzione Infrastrutture dell'Autorità ha stabilito che Terna e le imprese distributrici direttamente connesse alla rete di trasmissione nazionale in alta o altissima tensione inviassero una relazione congiunta sugli esiti delle attività di coordinamento della pianificazione degli interventi per il controllo della tensione e la gestione degli scambi di energia reattiva entro il 31 ottobre 2021. Tale disposizione fa parte di un programma di azioni per l'attuazione della regolazione tariffaria dei prelievi e delle immissioni di energia reattiva, avviato con la determinazione suddetta, ed è stata originata dalle limitate attività di pianificazione coordinata ad oggi registrate, nonostante la disposizione - ormai decennale - dell'articolo 18, comma 3 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28⁴, e la più recente previsione dell'articolo 57 del regolamento (UE) 2019/943.⁵ A seguito della determinazione DIEU 22 aprile 2021, 2/2021, risultano avviate in modo sistematico interlocuzioni tra Terna e le imprese distributrici, i cui esiti saranno esaminati dall'Autorità nell'ambito delle future valutazioni riguardanti i piani di sviluppo delle reti elettriche di trasmissione e di distribuzione.
- 2.9 Riguardo il terzo aspetto, l'Autorità ha pubblicato il rapporto di monitoraggio del mercato per i servizi di dispacciamento (MSD) citato al successivo capitolo 4, il quale evidenzia gli elevati oneri relativi all'approvvigionamento di risorse per il controllo delle tensioni in alcune porzioni della rete di trasmissione nazionale.

⁴ Il comma 18(3) del decreto legislativo 3 marzo 2011, n.28 prevede che *“le imprese distributrici di energia elettrica, fatti salvi gli atti di assenso dell'amministrazione concedente, rendono pubblico con periodicità annuale il piano di sviluppo della loro rete, secondo modalità individuate dall'Autorità. Il piano di sviluppo della rete di distribuzione, predisposto in coordinamento con Terna S.p.A. e in coerenza con i contenuti del Piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale, indica i principali interventi e la previsione dei relativi tempi di realizzazione ...”*

⁵ L'articolo 57(1) del regolamento (UE) 2019/943 dispone che *“i gestori dei sistemi di distribuzione e i gestori dei sistemi di trasmissione cooperano per pianificare e gestire le rispettive reti. In particolare, al fine di assicurare uno sviluppo e una gestione delle reti efficienti sotto il profilo dei costi, sicuri e affidabili, i gestori dei sistemi di distribuzione e i gestori dei sistemi di trasmissione scambiano tutte le informazioni e i dati necessari riguardo alle prestazioni dei mezzi di generazione e della gestione della domanda, alla gestione quotidiana delle reti e alla pianificazione a lungo termine degli investimenti nelle reti.”*

PARTE II

CONTESTO ED ESIGENZE DI COMPLETAMENTO DELLA REGOLAZIONE

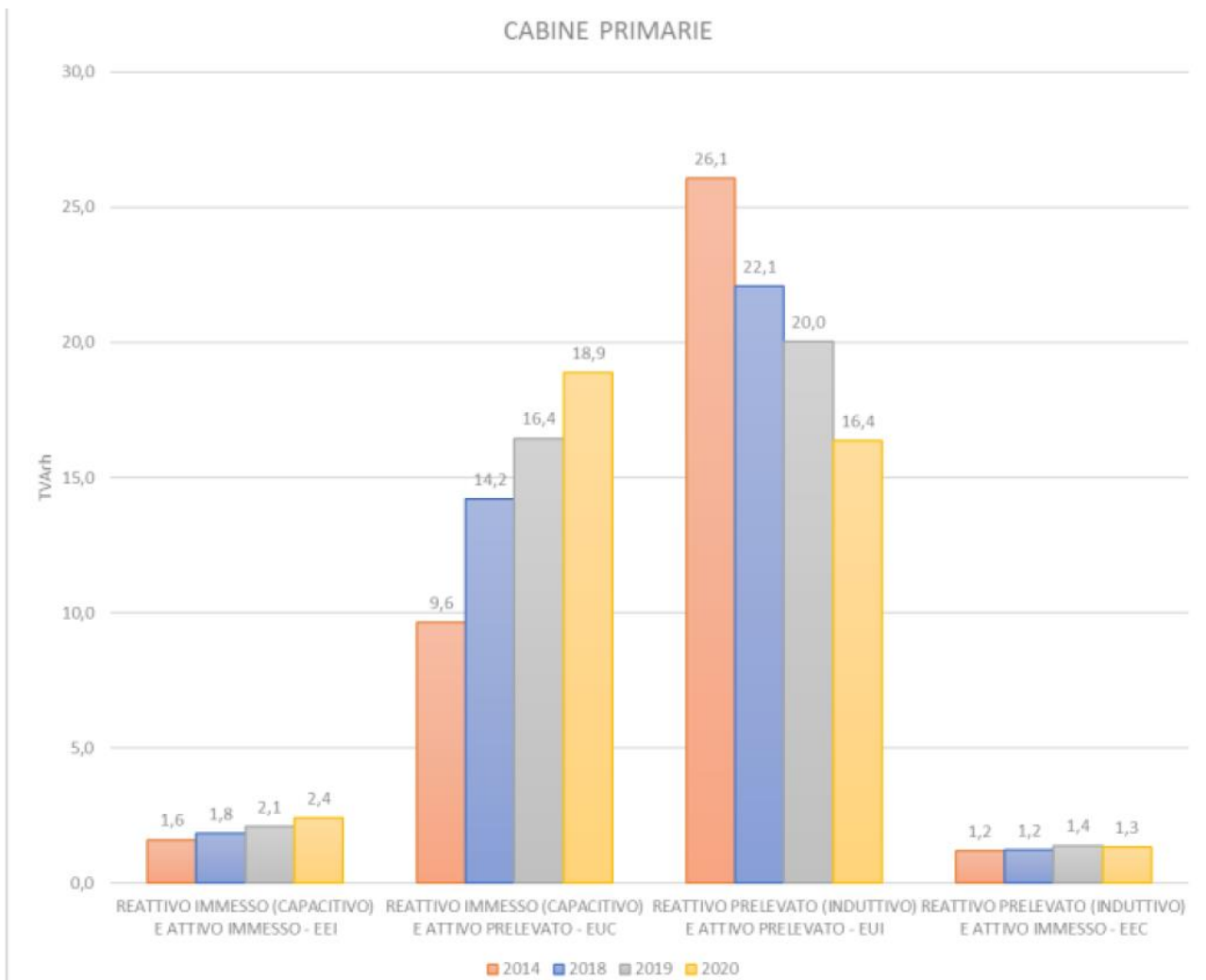
La presente Parte II fornisce i principali elementi di contesto (*trend* degli scambi di energia reattiva negli ultimi anni e costi indotti sul sistema elettrico) che sottolineano l'esigenza di completamento della regolazione tariffaria, in particolare riguardo l'introduzione dei corrispettivi tariffari per energia reattiva immessa, nell'ottica di una riduzione dei costi futuri.

3. L'incremento dei volumi di energia reattiva immessa in rete

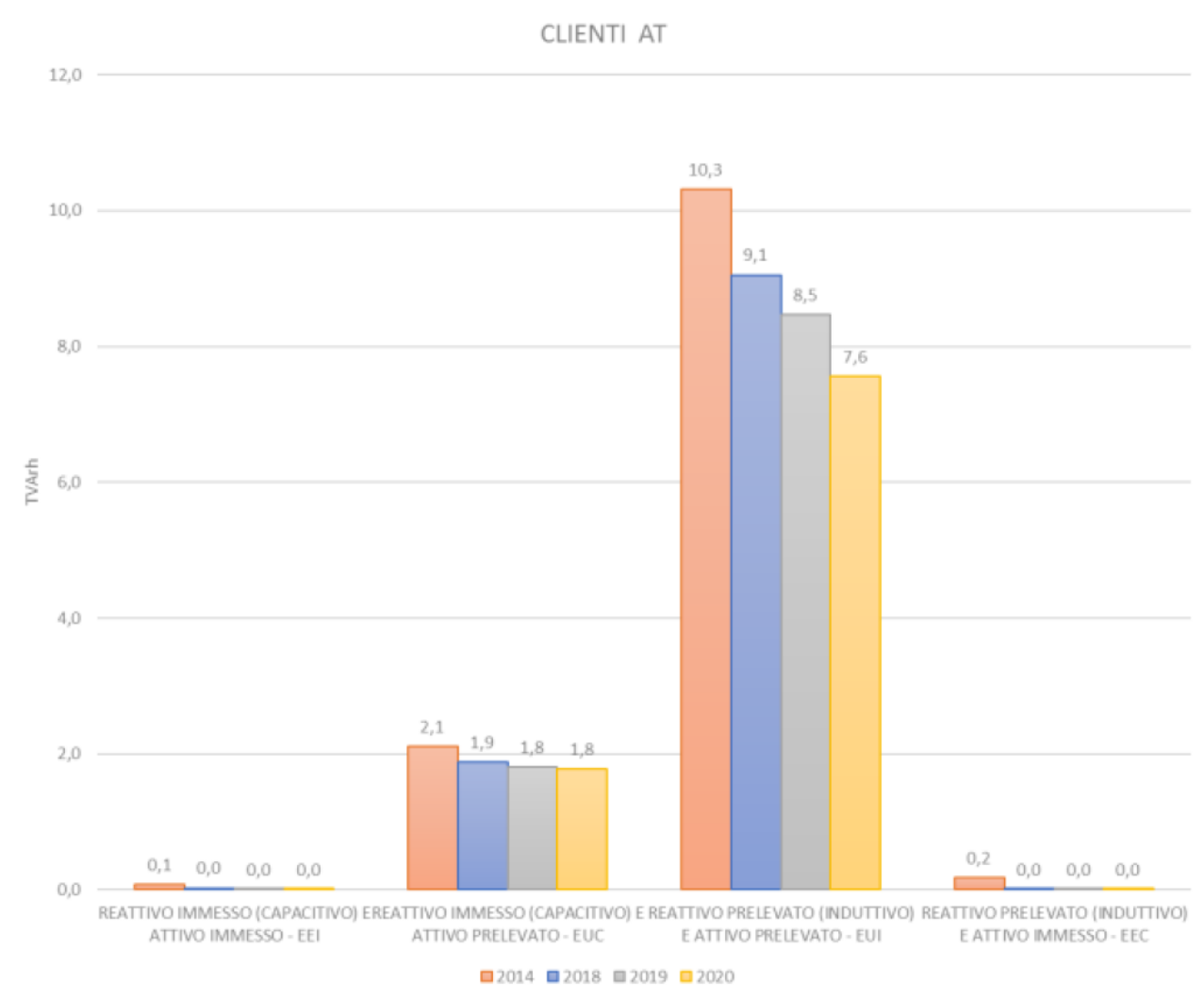
- 3.1 Negli ultimi anni si è registrato un significativo incremento dei volumi di energia reattiva immessi nella rete rilevante dalle reti di distribuzione e una contestuale riduzione dell'energia reattiva prelevata, con le conseguenti maggiori criticità nel controllo della tensione, in particolare in alcune aree del Paese e nelle ore di basso carico.
- 3.2 Con particolare riferimento ai volumi di energia reattiva, dai dati nella disponibilità di Terna relativi agli anni 2014, 2018, 2019 e 2020 analizzati con il nuovo metodo "a quattro quadranti"⁶, risulta infatti all'incirca un raddoppio dell'energia reattiva immessa nella rete rilevante ed una riduzione dell'energia reattiva prelevata.
- 3.3 Tali quantità, suddivise tra cabine primarie e clienti finali, sono rappresentate nelle figure seguenti (fonte: Terna, si veda l'appendice 2 per maggiori dettagli).⁷

⁶ I valori sono stati calcolati considerando la nuova metodologia di calcolo utilizzata da Terna che disaggrega i singoli quadranti Q1, Q2, Q3 e Q4 del piano PQ (potenza attiva e potenza reattiva). I dati di energia reattiva pubblicati in precedenza, relativi al 2014 e al 2018 accorpavano rispettivamente i due quadranti superiori (Q1 e Q2), corrispondenti all'energia reattiva immessa e i due quadranti inferiori (Q3 e Q4) relativi all'energia reattiva prelevata, rappresentando infine l'energia netta scambiata per ciascun quarto d'ora dell'anno. Le quantità di energia reattiva presentate nei report di Terna finora pubblicati sono quindi differenti da quelle qui descritte.

⁷ I volumi rappresentati sono la somma delle misure di energia reattiva, separatamente tra prelevata e immessa e separatamente in funzione del prelievo o dell'immissione di energia attiva.



- 3.4 In particolare, nei primi due gruppi di istogrammi, si osserva che l'energia reattiva immessa dalle cabine primarie passa da 11,2 Tvarh/anno nel 2014 (1,6 Tvarh/anno in condizioni di attiva immessa e 9,6 Tvarh/anno in condizioni di attiva prelevata) a 21,3 Tvarh/anno nel 2020. Al contempo, il terzo gruppo di istogrammi evidenzia il progressivo decremento di energia reattiva prelevata, nelle situazioni di prelievo di energia attiva.



3.5 Le variazioni di energia reattiva per i clienti finali AT sono meno marcate e evidenziano una leggera riduzione dei prelievi reattivi (-26% circa, da 10,3 Tvarh/anno a 7,6 Tvarh/anno) e delle immissioni reattive nel corso degli ultimi sei anni.

3.6 La tabella seguente evidenzia che i volumi complessivi di energia reattiva totale scambiata tra la rete rilevante e l'insieme composto da reti di distribuzione e clienti AT e AAT sono rimasti grossomodo costanti nell'ordine di 50 Tvarh/anno nel corso degli ultimi sei anni, ma hanno registrato un *trend* di significativa variazione tra prelievi e immissioni reattive, con queste ultime che hanno pressoché eguagliato nel 2020 i prelievi reattivi.

Anno	Energia reattiva prelevata [Tvarh/anno]	Energia reattiva immessa [Tvarh/anno]	Energia reattiva totale scambiata [Tvarh/anno]
2014	36,1	13,4	49,5
2018	32,5	17,9	50,4
2019	29,9	20,3	50,2
2020	25,3	23,1	48,4

- 3.7 L'appendice 2 al presente documento contiene il rapporto di analisi dei volumi di energia reattiva scambiata, predisposto da Terna ai sensi della determinazione del Direttore della Direzione Infrastrutture dell'Autorità n. 2/2021.
- 3.8 In relazione al rapporto di Terna, non appare sufficientemente motivata l'affermazione, per quanto di "*estrema sintesi*", secondo cui "*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 (...), nonché ad alcune specifiche aree del Sud Italia (...)*". A tale proposito, come si vedrà nel seguito, risultano invece avviati o previsti investimenti per la realizzazione di apparecchiature di rete per il controllo della tensione in almeno 15 regioni italiane (Piemonte, Lombardia, Emilia-Romagna, le regioni del centro-sud e le regioni insulari).⁸

4. I costi associati alla regolazione della tensione e alla gestione dell'energia reattiva

- 4.1 Il controllo delle tensioni e la gestione dell'energia reattiva nella rete rilevante sono effettuati da Terna, anche⁹ con l'utilizzo di apparecchiature¹⁰ (ad es. compensatori sincroni, batterie di condensatori, reattori, STATic COMPensator-STATCOM) nella titolarità della stessa Terna o delle imprese distributrici, e attraverso l'approvvigionamento di risorse nell'ambito del mercato dei servizi di dispacciamento (MSD).
- 4.2 I costi delle apparecchiature sono coperti tramite una quota dei ricavi riconosciuti agli operatori di rete con le tariffe di trasmissione e di distribuzione, mentre i costi sostenuti nell'ambito del MSD per l'approvvigionamento delle risorse necessarie alla regolazione della tensione sono coperti dal corrispettivo per l'approvvigionamento delle risorse nel mercato per il servizio di dispacciamento (c.d. *uplift*).
- 4.3 Nell'allegato 1 al documento per la consultazione 21 luglio 2016, 420/2016/R/eel, sono presentati gli investimenti effettuati da Terna per dispositivi di controllo tensione e gestione dell'energia reattiva nei dieci anni precedenti, con informazioni sui relativi costi di investimento. Più recentemente, nel corso del 2020, Terna ha messo in esercizio quattro compensatori sincroni da 250 Mvar presso le stazioni 380 kV di Selargius (CA) e di Matera. Il costo di investimento complessivo per questi compensatori è stato di poco inferiore a 100 milioni di euro.
- 4.4 I piani di investimento 2021 di Terna prevedono inoltre¹¹ l'installazione entro il 2026 di:
- 5 STATCOM in stazioni elettriche in altissima tensione;
 - reattori in 16 stazioni elettriche e cabine primarie sulla rete in alta e altissima tensione;

⁸ Si vedano anche l'Appendice 3 e l'Appendice 4 al presente documento.

⁹ Oltre alla regolazione della tensione da parte degli impianti di generazione.

¹⁰ Tali apparecchiature rientrano nella definizione di "componenti di rete pienamente integrate" di cui alla Direttiva (UE) 2019/944.

¹¹ Si veda la figura 19 a pagina 246 dello schema di Piano di Sviluppo 2021 di Terna.

- altri 21 compensatori sincroni (+5250 Mvar) in stazioni elettriche sulla rete in altissima tensione;

e la possibilità di pianificare - nei prossimi piani di investimento - ulteriori 8 compensatori sincroni (+2000 Mvar).

- 4.5 I costi di investimento complessivi, effettuati e previsti, nel periodo 2020-2026 potrebbero arrivare all'ordine di un miliardo di euro. L'appendice 3 al presente documento fornisce maggiori dettagli sugli interventi effettuati e previsti da Terna.
- 4.6 Per quanto riguarda i costi di approvvigionamento delle risorse nel MSD, con la deliberazione 21 luglio 2020, 282/2020/E/eel, l'Autorità ha pubblicato un rapporto di monitoraggio MSD¹² nel periodo 2011-2019, relativo a tutto il Mezzogiorno,¹³ in quanto le criticità maggiori circa la struttura di mercato sono state osservate in porzioni della rete di trasmissione nazionale all'interno di tale perimetro geografico, e con particolare riferimento all'approvvigionamento di risorse per la regolazione di tensione.
- 4.7 Tale rapporto evidenzia criticità nell'approvvigionamento di risorse per il controllo delle tensioni in alcune porzioni della rete di trasmissione nazionale che hanno portato a oneri rilevanti recuperati attraverso il corrispettivo per l'approvvigionamento delle risorse nel mercato per il servizio di dispacciamento (*uplift* MSD) e ad un incremento degli oneri per le unità essenziali per la sicurezza del sistema, il cui fabbisogno è in parte determinato da esigenze di controllo della tensione.
- 4.8 Nel biennio 2018-2019, l'onere medio sui c.d. corrispettivi di dispacciamento è risultato pari a circa 1.300 milioni di euro all'anno, di cui oltre un miliardo di euro annui relativi all'*uplift* MSD.

5. Le ulteriori possibili leve operative in capo a Terna ed alle imprese distributrici

- 5.1 In relazione alle apparecchiature di rete, in risposta a quanto richiesto con la determinazione del Direttore della Direzione Infrastrutture dell'Autorità n. 2/2021, la maggioranza delle imprese distributrici ha indicato di:
 - a. non aver effettuato specifici investimenti negli anni dal 2017 al 2020 al fine di controllare la tensione gestendo le immissioni e i prelievi di energia reattiva con la rete di trasmissione;
 - b. non aver ancora formulato uno specifico piano degli investimenti finalizzato al controllo della qualità della tensione e alla gestione dell'energia reattiva immessa e prelevata per gli anni 2021-2024, in attesa dell'esito delle attività di coordinamento con Terna finalizzate a valutare e condividere le modalità di intervento.

¹² Come indicato a pagina 13 dell'Allegato A alla deliberazione 21 luglio 2020, 282/2020/R/eel, il rapporto ha mirato all'individuazione di eventuali situazioni di pivotalità ovvero di detenzione di potere di mercato da parte degli utenti del dispacciamento (UdD), individualmente e/o collettivamente (gruppo di UdD). Esulava, invece, dagli obiettivi del rapporto la valutazione circa il grado di esercizio del potere di mercato da parte degli UdD che eventualmente lo detengono.

¹³ Dal Lazio alla Calabria. In Sicilia e in Sardegna molte unità di produzione rientrano invece nel regime di essenzialità.

- 5.2 Inoltre, l'attuale normativa, in particolare il c.d. *Demand Connection Code*¹⁴, il Codice di rete italiano¹⁵ e la Norma CEI 0-16¹⁶ allegata alla deliberazione 18 marzo 2008, ARG/elt 33/08, consentono a Terna ed alle imprese distributrici di intervenire localmente nei confronti degli utenti delle proprie reti.
- 5.3 Solo alcune imprese distributrici hanno comunicato di aver effettuato o previsto investimenti ed avviato azioni rispetto agli utenti in media tensione caratterizzati da significativa immissione di energia reattiva in rete. L'Appendice 4 al presente documento fornisce maggiori dettagli sugli interventi effettuati e previsti dalle imprese distributrici.

6. La richiesta delle imprese distributrici di gradualità nell'attuazione della regolazione

- 6.1 L'associazione di imprese distributrici Utilitalia ha richiesto all'Autorità "*gradualità nell'introduzione delle nuove regole, nonché di rivalutare le precondizioni alla base della regolazione*".
- 6.2 La richiesta di Utilitalia è motivata da:
- a. "*corrispettivi sorgenti di notevole entità*" (Utilitalia ha comunque precisato che gli impatti economici sono stati stimati sulla base delle indicazioni dell'Appendice B al documento per la consultazione 21 novembre 2019, 481/2019/R/eel e che il vero dimensionamento degli impatti dipenderà dai futuri corrispettivi unitari);

¹⁴ L'articolo 15 del Regolamento (UE) 2016/1388 della Commissione, del 17 agosto 2016 dispone che:

- 3. Fatto salvo il paragrafo 1, lettera b), il pertinente TSO può richiedere che il sistema di distribuzione connesso al sistema di trasmissione controlli attivamente lo scambio di potenza reattiva nel punto di connessione a beneficio dell'intero sistema. Il pertinente TSO e il gestore del sistema di distribuzione connesso al sistema di trasmissione si accordano sul metodo da utilizzare per eseguire detto controllo, al fine di garantire alle due parti il livello adeguato di sicurezza dell'approvvigionamento. La motivazione include una tabella di marcia che specifica le tappe e il calendario per conseguire la conformità al requisito.
- 4. Conformemente al paragrafo 3, il gestore del sistema di distribuzione connesso al sistema di trasmissione può richiedere al pertinente TSO di considerare il suo sistema di distribuzione connesso al sistema di trasmissione per la gestione della potenza reattiva.

¹⁵ Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete, applicato dal 1° novembre 2005. Il Codice di rete dispone che "*Per limitare i transiti di potenza reattiva verso i siti di connessione, il Gestore può richiedere l'impiego, nelle reti con obbligo di connessione di terzi, di mezzi di compensazione della potenza reattiva (ad esempio condensatori di rifasamento), disponendone la loro più efficace ubicazione e gli orari di inserzione/disinserzione*", e che "*Ai fini della qualità della tensione e per la minimizzazione delle perdite di rete il Gestore può imporre ai gestori di rete con obbligo di connessione di terzi il fattore di potenza nei punti di scambio*", inoltre, con riferimento ad unità di consumo direttamente connesse "*Il Gestore potrà richiedere l'impiego di mezzi di compensazione della potenza reattiva (quali ad esempio condensatori di rifasamento o reattori), ubicati opportunamente, ed i relativi programmi d'inserzione*".

¹⁶ La Norma CEI 0-16 costituisce l'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 33/08, recante Condizioni tecniche per la connessione alle reti di distribuzione dell'energia elettrica a tensione nominale superiore ad 1 kV. La Norma CEI 0-16 dispone che "*il regime di scambio della potenza reattiva è definito dalle normative vigenti e dal Codice di Rete*" e che "*Eventuali regimi diversi derivanti da esigenze particolari dovute alla tipologia dell'impianto dell'Utente e/o alla rete cui è connesso devono essere concordati con il Distributore e descritti nel contratto per la connessione*", prevedendo in particolare che "*il Distributore concorderà con gli Utenti attivi connessi alle reti MT i modi per contribuire alla limitazione della tensione tramite assorbimento o erogazione di potenza reattiva*".

- b. *“corrispettivi anche in relazione ad eventi che non sono sotto il controllo degli operatori”;*
- c. *“necessità di ingenti investimenti che per loro natura necessitano di un arco pluriennale per essere completati”.*

6.3 Oltre a questo messaggio principale, Utilitalia ha fornito osservazioni specifiche e altri elementi di dettaglio, che saranno richiamati nel resto del presente documento.

PARTE III

PROPOSTE REGOLATORIE A BREVE TERMINE

La presente Parte III descrive orientamenti e fornisce chiarimenti che troverebbero applicazione a partire dall'1 luglio 2022.

7. Tempistiche di attuazione

- 7.1 L'Autorità ha previsto, con l'articolo 4 della deliberazione 27 dicembre 2019, 568/2019/R/eel, come modificato dalla deliberazione 20 ottobre 2020, 395/2020/R/eel, che, a partire dall'1 gennaio 2022, siano aggiornati i limiti ai prelievi e alle immissioni di energia reattiva e i relativi corrispettivi, per i clienti finali¹⁷ e per le imprese distributrici.
- 7.2 Come già accennato nella Parte I del presente documento, sono in corso attività di standardizzazione dei flussi informativi relativi ai dati di misura dell'energia elettrica immessa nei punti di prelievo nella disponibilità di clienti finali non domestici connessi in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW e nei punti di prelievo a tensione superiore.
- 7.3 Nella comunicazione richiamata nel precedente capitolo 6, Utilitalia ha indicato che, per effettuare la riscossione dei corrispettivi per le immissioni di energia reattiva tramite i venditori, *“è necessario un consistente adeguamento dei sistemi informatici, che richiederà incomprimibili tempi per gli sviluppi, stimabili in almeno sei mesi dall'emanazione delle specifiche tecniche”*.
- 7.4 L'Autorità è orientata a disporre una posticipazione della riforma dei limiti e dei corrispettivi per energia reattiva per i punti di prelievo per il periodo (attualmente previsto di 6 mesi) che sarà necessario alla definizione dei flussi standardizzati e all'implementazione da parte dei soggetti coinvolti.
- 7.5 Tale posticipazione è anche in grado di dare risposta alle problematiche evidenziate in una recente comunicazione di un'associazione di consumatori industriali che richiede azioni dell'Autorità perché *“recentemente si sono prolungate, a causa dell'emergenza sanitaria pandemica in atto, 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”*.
- 7.6 La regolazione tariffaria degli scambi di energia reattiva nei punti di interconnessione tra reti di distribuzione e RTN e nei punti di interconnessione tra reti di distribuzione potrebbe essere posticipata per fini di semplicità e armonizzazione dello stesso periodo, tenendo conto che:

¹⁷ Sono confermati solo i limiti di prelievo di energia reattiva per i clienti finali in media tensione (non domestici) e in bassa tensione (non domestici con potenza disponibile superiore a 16,5 kW) introdotti dal 2016.

- a. l'assenza di corrispettivi applicabili in tali punti di interconnessione (nonostante il previsto completamento della regolazione tariffaria) non risulta aver dato sufficiente stimolo alle imprese distributrici per migliorare l'efficienza del sistema, in quanto sono risultate sporadiche sia le attività di coinvolgimento e responsabilizzazione degli utenti, sia le installazioni di dispositivi per il controllo della tensione e la gestione dell'energia reattiva (vedi Appendice 4 del presente documento);
- b. il contesto di crescenti prezzi dell'energia rende ancor più necessaria l'attribuzione dei costi a chi ne è responsabile, con la conseguente riduzione dell'*uplift* a vantaggio della generalità degli utenti¹⁸.

Spunti per la consultazione

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

8. Chiarimento sull'energia reattiva immessa oggetto di corrispettivo

- 8.1 Nelle interlocuzioni con gli operatori di rete che hanno preceduto la predisposizione del presente documento per la consultazione, sono emerse perplessità e differenti interpretazioni sulla definizione di energia reattiva (incluse diverse convenzioni di segno nell'utilizzo del grafico potenza attiva - potenza reattiva).
- 8.2 Si ritiene che la definizione di energia reattiva introdotta con il TIT 2008-2011, in particolare con la deliberazione 13 marzo 2008, ARG/elt 30/08 (*“energia reattiva è l'energia reattiva induttiva”*) possa aver contribuito ai suddetti fraintendimenti.
- 8.3 Nel presente documento e nella futura regolazione, l'Autorità intende fare riferimento esclusivamente ai concetti di *“energia reattiva prelevata”* e *“energia reattiva immessa”*, eliminando la definizione di cui all'articolo 1 del TIT.
- 8.4 Si chiarisce inoltre che:
 - a. i termini *“prelevata”* e *“immessa”* sono sempre riferiti a un cliente finale o ad altri utenti della rete o a una rete di distribuzione sottesa o a una rete di distribuzione interclusa o una rete di distribuzione MT connessa alla rete rilevante. Ossia, i suddetti termini sono sempre relativi a un soggetto *“a valle”* rispetto al resto della rete di trasmissione e di distribuzione;
 - b. l'energia reattiva immessa è registrata sia in condizione di energia attiva prelevata dal cliente o dalla rete *“a valle”*, sia in condizione di energia attiva immessa. Questo

¹⁸ Ai sensi del comma 26.3 del TIT, il gestore del sistema di trasmissione destina le partite economiche derivanti dall'applicazione dei corrispettivi alla riduzione del corrispettivo di cui all'articolo 44 dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06.

perché l’impatto sul sistema di un Mvar immesso nella stessa localizzazione e nello stesso momento è sostanzialmente lo stesso, indipendentemente dalla direzione dello scambio di energia attiva.

- 8.5 Infine, in relazione a richieste specifiche di Utilitalia, si intende chiarire che l’energia reattiva prelevata o immessa da una cabina primaria AT/MT deve essere intesa come somma algebrica degli scambi di energia reattiva ai trasformatori della cabina primaria: ad esempio, una cabina primaria in cui il trasformatore AT/MT “rosso” preleva 1 Mvar e il trasformatore AT/MT “verde” immette 1 Mvar nello stesso quarto d’ora, è considerata un punto a scambio reattivo nullo e quindi non determina alcun corrispettivo per quel quarto d’ora, perché il corrispettivo unitario è moltiplicato per una quantità nulla di energia reattiva. Più in generale, scambi reattivi di segno opposto su ciascun trasformatore AT/MT comportano una riduzione rispetto alla maggiore delle due quantità di energia reattiva (in valore assoluto).

9. La definizione dei corrispettivi di energia reattiva per i distributori in alta tensione

- 9.1 La quantificazione dei corrispettivi per energia reattiva finora prevista ha trovato fondamento sulla base di analisi sviluppate in collaborazione tra Terna e il Politecnico di Milano nel 2014-2015, pubblicate in Allegato al documento per la consultazione 21 luglio 2016, 420/2016/R/eel, che hanno individuato i costi annui sostenuti da Terna nell’ambito delle attività di dispacciamento ed imputabili prevalentemente alla gestione dell’energia reattiva nella rete di trasmissione nazionale.
- 9.2 Lo studio Terna - Politecnico ha concluso che l’ottimizzazione dei profili di tensione sulla RTN ha effetti variegati sulle perdite di rete e ha perciò escluso gli impatti in termini di riduzione delle perdite di rete dalla valorizzazione dei corrispettivi. Inoltre, lo studio non ha analizzato l’impatto di prelievi e immissioni di energia reattiva in termini di costi aggiuntivi per le infrastrutture di trasmissione.¹⁹ Lo studio ha quindi concluso che *“una possibile modalità di definizione del corrispettivo da imputare a prelievi di reattivo eccedenti, in maniera che sia responsivo dei costi sostenuti, può consistere nel calcolare il rapporto tra i costi dovuti alle movimentazioni per regolazione di tensione su MSD e il volume complessivo di energia reattiva scambiata con la RTN dai clienti AT e AAT e dalle CP”*.
- 9.3 Con particolare riferimento ai costi sostenuti per la regolazione della tensione sulla rete rilevante, il già citato monitoraggio di cui alla deliberazione 21 luglio 2020, 282/2020/E/eel ne ha evidenziato l’ordine di grandezza del miliardo di euro all’anno.
- 9.4 Tale onere, tuttavia, è difficilmente attribuibile in maniera univoca alle esigenze di regolazione della tensione, può risentire di situazioni in cui gli operatori sono in grado di esercitare potere di mercato “locale” per questi servizi e variare notevolmente nel tempo anche sulla base dell’evoluzione degli investimenti di Terna sia nelle reti che nei dispositivi di controllo della tensione. Va inoltre considerata la complessità già descritta nel documento per

¹⁹ Si ricorda che il corrispettivo per gli eccessivi prelievi di energia reattiva per clienti finali in media e bassa tensione è costituito da due parti: una destinata a coprire gli effetti sui costi di capitale delle infrastrutture di rete, l’altra destinata a coprire gli effetti sulle perdite di rete.

la consultazione 21 luglio 2016, 420/2016/R/eel e nello studio Terna - Politecnico ad esso allegato, di non poter separare gli oneri di MSD determinati dal comportamento degli utenti della trasmissione (clienti AT e AAT e distributori connessi alla rete rilevante) rispetto a quelli determinati dalle caratteristiche tecniche della rete.

- 9.5 Considerato l'obiettivo di definire corrispettivi stabili che inducano scelte efficienti anche in relazione agli investimenti, l'Autorità intende fare riferimento al minore valore tra il costo calcolato secondo il criterio di valorizzazione Terna - Politecnico descritto al precedente punto 8.2 e i costi conseguenti alla realizzazione di compensatori sincroni, che al momento rappresentano la principale apparecchiatura utilizzata per controllo delle tensioni e gestione dell'energia reattiva e che - su base nazionale - sono notevolmente inferiori a quelli emergenti dal MSD.
- 9.6 Per tener conto della richiesta di gradualità avanzata dalla federazione delle imprese distributrici e della raccomandazione ACER di gradualità nell'implementazione delle modifiche alle metodologie tariffarie²⁰, si ritiene possibile fare riferimento, in una prima fase della regolazione, ai soli costi di capitale dei compensatori sincroni, lasciando a una fase successiva l'estensione della valorizzazione ai costi di esercizio delle suddette apparecchiature.
- 9.7 Come soluzione alternativa, potrebbero essere considerati ai fini del corrispettivo, già dalla prima applicazione, anche i costi di esercizio dei compensatori sincroni, valutando se fare riferimento a costi operativi medi per le infrastrutture di trasmissione (dell'ordine dell'1,3% annuo del CAPEX) oppure a specifici approfondimenti. Potrebbe inoltre essere valutata l'eventuale inclusione nel corrispettivo di costi di sistemi secondari che, come deciso dal regolatore australiano in relazione ad apparecchiature analoghe²¹, non raggiungono la vita utile del compensatore sincrono.
- 9.8 I costi di capitale del compensatore sincrono sono determinati prendendo a riferimento sia le stime rese disponibili da Terna nella parte informativa dell'Allegato A.74 al Codice di rete²², sia le rendicontazioni di Terna sui costi di investimento dei quattro compensatori sincroni entrati in esercizio nel corso del 2020. Considerando inoltre gli effetti di inflazione per le installazioni previste nei prossimi anni, è possibile quantificare il costo di capitale di un compensatore sincrono nella misura di 25 milioni di euro per 250 Mvar di capacità installata, pari a 100.000 euro/Mvar.

²⁰ ACER, "Report on Distribution Tariff Methodologies in Europe", febbraio 2021. Frase finale dell'*executive summary* "A multi-year transition process should be preferred when changes in the distribution tariff methodology / tariff design significantly impact the tariff values for individual grid users".

²¹ Si veda in particolare la proposta dell'operatore di trasmissione Electranet di realizzazione di compensatori sincroni e la relativa decisione del regolatore australiano AER, nonché il rapporto dei consulenti GHD Advisory sulla vita utile dei componenti (in particolare, a pagina 18) <https://www.aer.gov.au/system/files/GHD%20Advisory%20-%20MGSS%20Contingent%20Project%20-%20Economic%20Life%20Advice%20-%2028%20June%202019.pdf>

²² La prima pubblicazione dei costi unitari di riferimento è stata effettuata nel documento metodologico per l'applicazione dell'analisi costi benefici al piano di sviluppo 2018, pubblicamente disponibile sul sito internet dell'Autorità. Si veda il capitolo 12 "Appendice informativa".

- 9.9 Le componenti tariffarie annue a copertura dei costi di capitale (esclusi i costi operativi, facendo per il momento riferimento al WACC del periodo 2019-2021) per il compensatore sincrono di riferimento sono quindi pari a 8.630 euro/Mvar/anno²³.
- 9.10 Poiché il corrispettivo ha come *driver* l'energia reattiva (cioè è espresso in euro/Mvarh) è necessario tenere conto delle curve di durata del prelievo e dell'immissione dell'energia reattiva.²⁴
- 9.11 Si propone di fare riferimento alla componente quantitativamente più rilevante (l'energia reattiva prelevata dalle imprese distributrici) e di escludere l'anno 2020 per gli impatti della prima fase dell'emergenza epidemiologica Covid-19 e il temporaneo blocco di numerose attività produttive, utilizzando comunque un periodo biennale di riferimento (2018-2019) perché il dimensionamento dei dispositivi di compensazione dovrebbe essere collegato alle massime richieste registrate negli ultimi anni:
- energia reattiva prelevata dalle imprese distributrici nel biennio 2018-2019: circa 21 Tvarh/anno;
 - massimo valore di potenza reattiva prelevata dalle imprese distributrici nel 2018-2019: circa 7000 Mvar²⁵;
 - ore di utilizzo equivalenti della massima potenza reattiva prelevata: circa 3000 ore;
 - costo orario stimato per la compensazione di 1 Mvarh di energia reattiva da un compensatore sincrono (solo costo di capitale): 2,88 euro/Mvarh.
- 9.12 La valorizzazione sopra calcolata è applicabile sia per “*eccessivi prelievi*” (ossia prelievi di energia reattiva in eccesso rispetto al 33% dell'energia attiva prelevata), sia per immissioni di energia reattiva.
- 9.13 Poiché i valori dei corrispettivi calcolati con il metodo dello studio Terna - Politecnico sarebbero significativamente superiori (dell'ordine di 20 euro/Mvarh²⁶) sia all'opzione di valorizzazione dei soli costi di capitale, sia all'opzione di valorizzazione a “*full cost*”, l'Autorità intende fissare il corrispettivo²⁷ applicato alle imprese distributrici nei punti in AT e AAT per eccessivi prelievi e immissioni di energia reattiva per il 2022 e per il 2023 facendo riferimento al costo dei compensatori sincroni.

²³ Considerando un costo medio pesato del capitale pari a 5,6% e ammortamento in 33 anni (cespite stazioni elettriche), corrispondente a circa 3%.

²⁴ Per le curve di durata di prelievo/immissione dell'energia reattiva del 2014 e del 2018, si veda l'appendice B al documento per la consultazione 21 novembre 2019, 481/2019/R/eel, dove le Figure B1 e B2 rappresentano le ore annue corrispondenti ai diversi valori di potenza reattiva prelevata o immessa.

²⁵ In particolare, il valore massimo registrato nel 2019 è 7062 Mvar, come indicato a pagina 32 del rapporto di Terna, inserito come Appendice 2 al presente documento.

²⁶ Oltre 1000 milioni di euro/anno di costi MSD per regolazione di tensione nel 2019 divisi per una energia reattiva scambiata totale pari a 50,2 Tvarh/anno.

²⁷ Come già previsto, si conferma l'orientamento di utilizzare un corrispettivo per il prossimo biennio. Il successivo aggiornamento avverrebbe quindi prima del prossimo periodo regolatorio.

Spunti per la consultazione

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

10. La definizione dei corrispettivi di energia reattiva per i distributori in media e in bassa tensione

- 10.1 Per i punti di interconnessioni tra reti in media e in bassa tensione, l'Autorità è orientata ad applicare le stesse valorizzazioni attualmente applicabili ai clienti finali in media e in bassa tensione²⁸, perché non esistono sostanziali differenze di impatto sui costi di rete tra 1 Mvar prelevato (o immesso) da un cliente finale MT e 1 Mvar prelevato (o immesso) da una cabina secondaria MT/BT limitrofa (dal punto di vista della topologia della rete elettrica).
- 10.2 La quantificazione dei corrispettivi per energia reattiva per imprese distributrici in media e in bassa tensione sarà perciò da aggiornare contestualmente all'aggiornamento delle valorizzazioni applicabili ai clienti finali in media e in bassa tensione. A titolo informativo, ipotizzando di utilizzare i corrispettivi per i prelievi di energia reattiva dei clienti finali in vigore per il 2021, tali corrispettivi sarebbero pari a:
- 2,40 euro/Mvarh in media tensione, per prelievi di energia reattiva compresi tra il 33% e il 75% dell'energia attiva prelevata;
 - 3,09 euro/Mvarh in media tensione, per prelievi di energia reattiva eccedenti il 75% dell'energia attiva prelevata;
 - 3,09 euro/Mvarh in media tensione, per immissioni di energia reattiva;
 - 7,11 euro/Mvarh in bassa tensione, per prelievi di energia reattiva compresi tra il 33% e il 75% dell'energia attiva prelevata;
 - 9,13 euro/Mvarh in bassa tensione, per prelievi di energia reattiva eccedenti il 75% dell'energia attiva prelevata;
 - 9,13 euro/Mvarh in bassa tensione, per immissioni di energia reattiva.
- 10.3 L'orientamento di adottare, ai fini delle immissioni reattive, il maggiore fra i due corrispettivi relativi al prelievo, è in continuità con gli orientamenti precedentemente consultati.²⁹

²⁸ Si ricorda che il corrispettivo per gli eccessivi prelievi di energia reattiva per clienti finali in media e bassa tensione è costituito da due parti: una destinata a coprire gli effetti sui costi di capitale delle infrastrutture di rete, l'altra destinata a coprire gli effetti sulle perdite di rete.

²⁹ Punto B24 dell'Appendice B al documento per la consultazione 21 novembre 2019, 481/2019/R/eel.

- 10.4 Alcune imprese distributrici hanno chiesto di chiarire l'ambito di applicazione dell'articolo 24 del TIT che assoggetta l'80% dei ricavi che le imprese distributrici conseguono dall'applicazione dei corrispettivi per energia reattiva alla determinazione dei ricavi effettivi rilevanti ai fini della verifica del vincolo ai ricavi per il servizio di distribuzione.³⁰
- 10.5 Al riguardo si chiarisce che le disposizioni dell'articolo 24 del TIT ("ricavi relativi ai corrispettivi per energia reattiva applicati dalle imprese distributrici nei punti di prelievo nella titolarità di clienti finali in bassa e media tensione") sono applicabili ai soli punti di prelievo dei clienti finali³¹.
- 10.6 Pertanto, i ricavi associati ai pagamenti per eccessivi scambi di energia reattiva da parte di imprese distributrici sottese in media tensione o in bassa tensione rimangono interamente nella disponibilità alle imprese distributrici "a monte" e sono escluse dai ricavi effettivi rilevanti ai fini della verifica del vincolo ai ricavi.
- 10.7 La logica della regolazione vigente è legata al diverso impatto di un singolo utente MT, rispetto a una rete di distribuzione MT sottesa di proprietà di un altro distributore. In quest'ultimo caso, la rete MT sottesa potrebbe essere molto ampia e, di fatto, determinare quasi del tutto lo scambio reattivo al punto AT/MT. Il distributore MT "a monte" potrebbe quindi avere limitate possibilità di modificare gli scambi reattivi originati dal distributore MT "a valle", trovandosi a pagare corrispettivi per energia reattiva che non si sono originati sulla sua rete.

11. Applicazione dei corrispettivi nelle fasce orarie

- 11.1 Si richiama che i corrispettivi per gli eccessivi prelievi di energia reattiva trovano applicazione nelle fasce F1 e F2, mentre sono nulli in fascia F3.
- 11.2 Reciprocamente, tenendo conto del comportamento della rete e dei profili di tensione tipici (con tensioni elevate principalmente nelle ore di basso carico), e dell'impatto maggiormente critico delle immissioni reattive in tali ore, come peraltro anche indicato nel rapporto di Terna disponibile in Appendice 2 al presente documento³², l'Autorità è orientata a modificare i precedenti orientamenti³³ e a valorizzare i corrispettivi per immissioni di energia reattiva solo nella fascia F3, prevedendo corrispettivi nulli nelle fasce F1 e F2.
- 11.3 Inoltre, anche per mezzo della presente consultazione, l'Autorità intende valutare se sia opportuno modificare il comma 21.3 del TIT secondo cui "*non è consentita l'immissione in*

³⁰ Il restante 20% va all'impresa distributtrice per la copertura dei costi relativi alle perdite di rete.

³¹ Si richiama inoltre che, ai sensi del comma 29.1 del TIT, rientrano nel calcolo dell'ammontare di perequazione solo i corrispettivi per prelievi di energia reattiva di cui all'Articolo 22, in misura pari all'80%.

³² Rapporto di Terna (p. 5) "*per quanto riguarda le CP, il maggior contributo alle immissioni di reattivo avviene principalmente nell'intervallo feriale-notturno e festivo mentre nell'intervallo feriale-diurno il contributo è maggiormente*" di prelievo reattivo. A pagina 6, il rapporto di Terna indica inoltre che "*ci sono intervalli di tempo in cui gli scambi di potenza reattiva influiscono negativamente (...): in linea generale, tali situazioni corrispondono alle ore notturne ed ai giorni festivi*".

³³ Cf. punto 7.6 del documento per la consultazione 21 luglio 2016, 420/2016 e punto B22 dell'Appendice B al documento per la consultazione 21 novembre 2019, 481/2019/R/eel.

rete di energia reattiva nei punti di prelievo nella titolarità di clienti finali”, considerando la possibilità di limitare questo divieto alla sola fascia F3.

Spunti per la consultazione

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).

12. Coinvolgimento degli utenti nella gestione dell’energia reattiva

- 12.1 È opinione dell’Autorità che, al fine di minimizzare gli oneri per il sistema elettrico, con particolare riferimento alle ricadute tariffarie conseguenti alla remunerazione di eventuali investimenti posti in essere dalle imprese distributrici, la possibilità di abilitare la regolazione locale di tensione da parte dei produttori all’interno della propria curva di *capability* dovrebbe considerarsi prioritaria rispetto alla realizzazione di sistemi di controllo della potenza reattiva da parte delle imprese distributrici.³⁴ Le stesse considerazioni si applicano a quei clienti finali che hanno la disponibilità di dispositivi per il controllo della tensione e il controllo dell’energia reattiva.
- 12.2 L’Autorità ritiene particolarmente auspicabili le azioni di stimolo da parte degli operatori di rete, in particolare delle imprese distributrici, in tale direzione. Azioni che sarebbero peraltro in linea con i compiti dei TSO di gestire, a condizioni economiche di mercato, un sistema di trasmissione sicuro, affidabile ed efficiente e dei distributori di gestire, a condizioni economiche accettabili, un sistema di distribuzione di energia elettrica sicuro, affidabile ed efficiente (articolo 40, comma 1 e articolo 31, comma 1 della direttiva (UE) 2019/944).
- 12.3 L’Autorità intende perciò chiarire nel TIT che le soglie del fattore di potenza (compreso tra circa 0,95 in prelievo e 1 in immissione) e gli obblighi e i divieti³⁵ disposti dall’Articolo 21 si applicano a meno che i gestori di rete (Terna oppure il distributore, sentita Terna in relazione allo scambio sul punto AT/MT) abbiano richiesto e concordato con l’utente, compatibilmente con le possibilità impiantistiche dell’utente, soglie differenti per il prelievo di energia reattiva oppure per l’immissione di energia reattiva, in ragione di specificità locali che potrebbero suggerire o un profilo di massimizzazione del prelievo reattivo o un profilo più orientato all’immissione reattiva.
- 12.4 Si auspica che tale chiarimento possa portare a un maggior utilizzo di questa modalità di coinvolgimento degli utenti, nell’interesse finale di tutto il sistema elettrico.

³⁴ Come indicato al punto 10.8 del documento per la consultazione 21 luglio 2016, 420/2016/R/eel.

³⁵ Obblighi relativi (i) al livello minimo del fattore di potenza istantaneo in corrispondenza del massimo carico per prelievi nelle fasce F1 e F2, (ii) al livello minimo del fattore di potenza medio mensile e (iii) divieto di immissione di energia reattiva in rete. Secondo il comma 21.4 del TIT, il gestore di rete competente può chiedere al cliente l’adeguamento degli impianti, pena la sospensione del servizio, nei casi in cui non siano rispettati tali condizioni.

- 12.5 Resta ovviamente inteso che il coinvolgimento attivo (e nel modo più efficace possibile) degli utenti connessi alle reti di trasmissione e distribuzione deve seguire modalità non discriminatorie tra gli utenti che possono contribuire a necessità di rete in specifiche aree locali e deve comportare, per gli utenti stessi, la non applicazione dei corrispettivi per eccessivi prelievi o immissioni di energia reattiva.
- 12.6 In relazione ai processi di fatturazione ai clienti, i gestori di rete dovranno garantire una opportuna e tempestiva informazione ai soggetti operanti nei medesimi processi.

Spunti per la consultazione

- 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.

PARTE IV

PROPOSTE REGOLATORIE NEL MEDIO TERMINE

La presente Parte IV descrive orientamenti che potrebbero trovare applicazione a partire dal 2023 o dal 2024, a seconda delle circostanze e delle necessarie attività implementative.

13. Eventuale approccio con corrispettivi differenziati in base all'intensità degli impatti

- 13.1 Come ampiamente discusso nella letteratura scientifica e mostrato nella pratica di esercizio³⁶ e pianificazione dei sistemi elettrici, incluso il rapporto Terna - Politecnico già richiamato, gli impatti di immissioni e prelievi di energia reattiva possono essere fortemente differenziati tra diverse aree della rete.
- 13.2 Anche le attività di pianificazione di Terna e dei distributori evidenziano tale differenziazione tra aree della rete.
- 13.3 D'altro conto, nel corso degli ultimi anni, si è registrata una progressiva estensione delle aree in cui Terna ha previsto l'installazione di dispositivi per il controllo della tensione, fino a coprire la maggior parte del territorio nazionale. Anche alcune imprese distributrici iniziano a prevedere l'installazione di dispositivi. La copertura complessiva è già di 15 regioni (Piemonte, Lombardia, Emilia Romagna e le regioni del centro Italia e sud Italia e insulari).
- 13.4 Vista anche la valutazione di Terna sulla maggiore urgenza di completare la regolazione tariffaria dell'energia reattiva³⁷ per effetto della transizione del parco di generazione, non è da escludere che, con il progredire della transizione energetica e la conseguente ulteriore riduzione di generatori che tradizionalmente controllavano la tensione, le problematiche si estendano ad ulteriori porzioni della rete nazionale.
- 13.5 In tale contesto, un primo tema di discussione riguarda l'opportunità di confermare valori di corrispettivi unici nazionali (approccio che peraltro risponde ai principi di semplicità e di maggiore comprensibilità e prevedibilità degli impatti tariffari per gli utenti) oppure di considerare un'evoluzione a corrispettivi differenziati in base all'intensità degli impatti (che benché più complessa e maggiormente dinamica nel tempo, potrebbe meglio rispondere al principio di *cost reflectivity*), mantenendo comunque il principio di omogeneità a livello nazionale a parità di impatto.

³⁶ Ad esempio, si vedano le rassegne di meccanismi di *reactive pricing* in Alvarado, Borissov, Kirsch, "Reactive power as an identifiable ancillary service", marzo 2003, www.caenergy.com/wp-content/uploads/2014/08/Alvarado_Kirsch_IdentifiableAncillaryService.pdf e in R. Gomez *et alii*, "A methodology for the reactive ancillary service and the proposed application to the Peruvian system", Paper C5-210, sessione CIGRE 2006.

³⁷ Rapporto di Terna in Appendice 2 al presente documento (pagina 4): "*l'esigenza di intervenire con una regolazione del reattivo maggiormente mirata risulta oggi ancora più rilevante alla luce delle evoluzioni del sistema elettrico nel frattempo intercorse e in particolare a causa della forte variabilità della presenza della generazione*".

- 13.6 A questo scopo, per le peculiarità tecniche dell'energia reattiva, le disposizioni di *cost reflectivity* dell'articolo 18 del Regolamento (UE) 2019/943 si integrerebbero con quelle dell'articolo 3, comma 2, primo periodo della legge n. 481/1995.³⁸
- 13.7 L'eventuale approccio differenziato rifletterebbe la diversa intensità degli impatti di costo in diverse aree del sistema elettrico nazionale e sarebbe quindi più adatto in relazione alle caratteristiche tecniche intrinsecamente locali dell'energia reattiva.

Spunti per la consultazione

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

14. Evoluzione della valorizzazione dei corrispettivi

- 14.1 Come detto, a partire dalla seconda metà del 2022 i corrispettivi per prelievi di energia reattiva oltre il 33% dell'energia attiva e per immissioni di energia reattiva per clienti finali e imprese distributrici in AT e AAT sarebbero definiti come il valore minimo tra costi unitari MSD e costi dei compensatori sincroni.
- 14.2 In linea con l'orientamento di gradualità illustrato in precedenza, si ritiene che nel corso del 2023 o dal 2024 possa essere considerata la totalità dei costi dei compensatori sincroni, includendo quindi i costi di esercizio.
- 14.3 In un'ottica di più lungo termine potranno svilupparsi di meccanismi di mercato locali per fornire il servizio ancillare di controllo della tensione e gestione della potenza reattiva.
- 14.4 Tali meccanismi fornirebbe un terzo segnale (di prezzo) che - nel caso di mercati competitivi - rifletterebbe i costi sistemici per fornire il servizio.
- 14.5 Di conseguenza, in un'ottica di lungo termine, il corrispettivo tariffario sarebbe posto pari al valore minimo tra i tre costi: i) costi unitari MSD, ii) costi delle apparecchiature di compensazione e iii) costi dei servizi ancillari per controllo tensione.
- 14.6 Nel medio termine, nelle more del potenziale sviluppo di meccanismi di mercato locali per fornire il servizio ancillare di controllo della tensione e gestione della potenza reattiva³⁹, è inoltre da valutare se sia opportuno valorizzare il contributo di un utente. Ad esempio,

³⁸ Secondo cui, "per le tariffe relative ai servizi di fornitura dell'energia elettrica i prezzi unitari da applicare per tipologia di utenza sono identici sull'intero territorio nazionale". Riguardo tale tema, si veda anche il capitolo 12 del documento per la consultazione 15 gennaio 2015, 5/2015/R/eel.

³⁹ Si rimanda, in particolare, alla deliberazione 321/2021/R/eel di approvazione del regolamento, predisposto da Terna S.p.A., ai sensi della deliberazione dell'Autorità 300/2017/R/eel, relativo al progetto pilota per l'adeguamento di impianti "esistenti" ai sensi del Regolamento (UE) 2016/631, connessi alla rete di trasmissione nazionale, affinché possano erogare il servizio di regolazione di tensione e alla deliberazione 352/2021/R/eel riguardo i progetti pilota per l'approvvigionamento di servizi ancillari locali.

potrebbe essere valorizzato il prelievo di energia reattiva con fattore di potenza inferiore a circa 0,95 nelle zone in cui ci sia un eccesso di immissioni di energia reattiva, perché il contributo di 1 Mvar prelevato oltre alle azioni richieste normalmente agli utenti, porterebbe a neutralizzare l'impatto di costo di un corrispondente Mvar immesso. Si potrebbe quindi considerare un corrispettivo tariffario negativo, dello stesso valore del corrispettivo per immissioni, agli utenti che, prelevando con opportuno fattore di potenza, alleviano i costi sistemici.

Spunti per la consultazione

S8. Osservazioni sull'evoluzione della valorizzazione dei corrispettivi.

15. Trattamento di raggruppamenti di utenze AT

- 15.1 La logica di “compensazione” tra diversi comportamenti delle utenze AT (qui intese sia come utenti AT sia come cabine primarie AT/MT) esposta nel capitolo precedente può trovare anche ulteriori applicazioni.
- 15.2 Una volta che siano individuate aree di rete con comportamento simile delle utenze, potrebbero essere definiti (dal gestore della RTN, con approvazione dell’Autorità) raggruppamenti di utenze AT secondo logiche di “compensabilità” legate alla struttura di rete.
- 15.3 Di fatto, l'immissione di 1 Mvar nella cabina primaria A potrebbe essere compensata dal prelievo di 1 Mvar della cabina primaria B, connessa ad esempio mediante una linea 150 kV A-B.
- 15.4 Tale approccio a raggruppamenti risulta particolarmente significativo quando si considerino le economie di scala nell'approvvigionamento di dispositivi per la compensazione reattiva: ad esempio, un reattore potrebbe essere collegato alla cabina primaria C e servire alla compensazione di un gruppo di cinque cabine primarie A, B, C, D, E con simile comportamento.
- 15.5 Il concetto di “simile comportamento” potrebbe essere verificato mediante analisi di sensitività dell'impatto dello scambio di energia reattiva alle diverse cabine primarie rispetto alla tensione di un nodo di riferimento sulla rete in alta tensione. Sulla base di interlocuzioni tecniche tra Terna e gli uffici dell’Autorità, Terna ha già avviato analisi in tale direzione.
- 15.6 Sulla base di logiche di pianificazione coordinata del sistema elettrico, i raggruppamenti non sarebbero limitati a una sola impresa distributrice o a un solo titolare di più punti utente AT. Sarebbero anzi possibili raggruppamenti multi-DSO e DSO+utenti.
- 15.7 Inoltre, l'installazione e la disponibilità all'esercizio di dispositivi di compensazione potrebbe diventare motivo di esonero dai corrispettivi di energia reattiva per tutte le cabine oggetto di compensazione.

- 15.8 Per fare un semplice esempio, un distributore con picco di potenza reattiva immessa di 65 Mvar in una specifica area con 10 cabine primarie non sarebbe più soggetto a nessun corrispettivo qualora installasse un reattore di dimensionamento adeguato (ad esempio, un reattore con taglia da 80 Mvar).

Spunti per la consultazione

- 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.

16. La destinazione dei ricavi per i corrispettivi relativi a alta e altissima tensione

- 16.1 Con riferimento alla destinazione dei ricavi conseguenti all'applicazione dei corrispettivi a clienti finali connessi alla rete rilevante e imprese distributrici in alta tensione, occorre considerare che i ricavi dell'applicazione di tali corrispettivi potrebbero essere destinati sia alla remunerazione degli *asset* implementati per le attività di compensazione dell'energia reattiva sia alla copertura dei costi MSD.
- 16.2 Attualmente, il TIT prevede che i corrispettivi per eccessivi prelievi reattivi dalla rete AT/AAT siano portati a riduzione del corrispettivo a copertura dei costi MSD.⁴⁰
- 16.3 Considerato che l'orientamento dei futuri investimenti è relativo a componenti di rete pienamente integrati da parte di Terna, l'Autorità intende destinare quanto versato da clienti finali e imprese distributrici connessi alla rete rilevante a copertura dei costi di investimento dei dispositivi di compensazione (quindi a riduzione delle tariffe di trasmissione).

17. Localizzazione del punto di misura e eventuali coefficienti semplificati di riporto

- 17.1 Un ulteriore aspetto riguarda la collocazione del punto di misura dell'energia reattiva rispetto al punto di connessione. Tipicamente, tale collocazione corrisponde al lato MT del trasformatore AT/MT di cabina primaria o del cliente finale connessi in alta tensione.
- 17.2 Essendo il trasformatore assimilabile ad un induttore, la misura in media tensione fornisce valori di energia reattiva prelevata dalla rete inferiori rispetto a quanto prelevato in corrispondenza del punto di connessione in alta tensione e, viceversa, fornisce valori di

⁴⁰ In particolare, il comma 26.3 del TIT dispone che il gestore del sistema di trasmissione destini le partite economiche derivanti dall'applicazione dei corrispettivi di cui al comma 26.1 [corrispettivi per prelievi con insufficiente fattore di potenza] alla determinazione del corrispettivo di cui all'articolo 44 della deliberazione n. 111/06.

energia reattiva immessa nella rete superiori rispetto a quanto immesso nel punto di connessione in alta tensione.

- 17.3 Terna e le imprese distributrici potrebbero individuare due coefficienti di riporto della misura di energia reattiva dal lato MT al lato AT del trasformatore, uno per immissioni e uno per prelievi reattivi.
- 17.4 Tali coefficienti, pur rappresentando una semplificazione rispetto ad una misura effettuata in corrispondenza del punto di connessione in alta tensione, dovrebbe comunque consentire di tener conto in modo accettabile dell'incidenza del trasformatore sulle misure di potenza ed energia reattiva.
- 17.5 Terna ha già avviato analisi a tale riguardo, che potrebbero essere discusse e finalizzate congiuntamente con le imprese distributrici. Terna e le imprese distributrici potrebbero quindi formulare all'Autorità una proposta condivisa, a seguito della quale l'Autorità valuterebbe l'introduzione dei coefficienti o eventuali modifiche o ulteriori attività.

Spunti per la consultazione

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

APPENDICE 1 – L’attuale quadro regolatorio

A1.L’attuale regolazione dell’energia reattiva, con riferimento agli aspetti la cui introduzione è attualmente prevista dal 1 gennaio 2022, è stata sviluppata per gli utenti connessi in alta e altissima tensione al fine di determinare corrispettivi unitari il più possibile aderenti ai costi che i prelievi di energia reattiva oltre il 33% dell’energia attiva e le immissioni di energia reattiva da parte di clienti finali e imprese distributrici inducono sul sistema elettrico.

A2.In esito agli orientamenti illustrati nelle consultazioni preliminari alla deliberazione 27 dicembre 2019, 568/2019/R/eel, sviluppati anche a seguito dalle analisi di Terna relative ai costi per la gestione dell’energia reattiva in MSD in conseguenza delle criticità nel controllo della tensione nella rete rilevante, oltre alle osservazioni ricevute, ed alla deliberazione 20 ottobre 2020, 395/2020/R/eel, l’Autorità ha ritenuto che, a far data dal 1 gennaio 2022:

- a) i livelli minimi del fattore di potenza siano pari ai seguenti valori:
 - i. clienti finali e imprese distributrici in alta e altissima tensione: circa 0,95 per i prelievi di energia reattiva nelle fasce orarie F1 e F2 ed 1 per le immissioni in tutte le fasce orarie;
 - ii. clienti finali in media e bassa tensione: 1 per le immissioni di energia reattiva in tutte le fasce orarie, mantenendo il valore di circa 0,95 attualmente in vigore per i prelievi di energia reattiva in F1 e F2;
 - iii. transiti di energia reattiva tra reti di distribuzione: circa 0,95 per i prelievi di energia reattiva in F1 e F2 ed 1 per le immissioni in tutte le fasce orarie;
- b) i corrispettivi unitari da applicare al superamento dei livelli minimi del fattore di potenza per:
 - i. clienti finali e imprese distributrici in alta e altissima tensione siano dimensionati a seguito di simulazioni effettuate da Terna sulla base dei costi di gestione e dei volumi di energia reattiva nel terzultimo e penultimo anno del semiperiodo di regolazione che precede quello oggetto di aggiornamento (biennio di osservazione), e che il primo biennio di osservazione sia individuato negli anni 2019 e 2020;
 - ii. i prelievi di energia reattiva tra reti di distribuzione in media e bassa tensione siano pari a quelli in vigore per i prelievi dei clienti finali di pari tensione;
 - iii. le immissioni di energia reattiva dei clienti finali e delle imprese distributrici, in bassa e media tensione siano pari a quelli in vigore per prelievi dei clienti finali di pari tensione con fattore di potenza inferiore a 0,8;
- c) i ricavi derivanti dall’applicazione dei corrispettivi per i prelievi e le immissioni di energia reattiva con insufficiente fattore di potenza nei punti di prelievo e di interconnessione in alta e altissima tensione concorrano alla determinazione del corrispettivo di cui all’articolo 44 della deliberazione 9 giugno 2006, n. 111/06.

APPENDICE 2 – Analisi di immissioni e prelievi reattivi 2019-2020

A3.Vedi documento di Terna su file separato

APPENDICE 3 – Gli interventi per il controllo della tensione e la gestione dell’energia reattiva effettuati e previsti da Terna

A4. Da alcuni anni, la pianificazione delle infrastrutture di rete di trasmissione per il controllo della tensione e la gestione dell’energia reattiva viene effettuata da Terna nell’ambito del programma per l’adeguamento e l’eventuale miglioramento dei sistemi di difesa per la sicurezza del sistema elettrico, che indica il relativo impegno economico per l’attuazione (c.d. “Piano Sicurezza”) ai sensi del decreto-legge n. 239/2003, convertito in legge con la legge di conversione 27 ottobre 2003, n. 290.

A5. A valle delle richieste di diversi *stakeholder*, l’Autorità ha modificato i requisiti minimi per la predisposizione del Piano di Sviluppo richiedendo che esso monitori anche gli investimenti di rete determinati dal Piano Sicurezza⁴¹.

A6. Nell’ambito dello schema di Piano Sicurezza 2021, la maggior parte (in termini di costo di investimento) degli interventi diversi da quelli destinati alla resilienza riguardano controllo e stabilità della tensione e gestione dell’energia reattiva e vanno ad aumentare gli investimenti in dispositivi di compensazione, in parte già previsti nei precedenti piani:

- a) i compensatori sincroni da 16 diventano 25 (6250 Mvar totali), per un investimento di 330 milioni di euro in arco quadriennio 2021-2024, 114 milioni già investiti a fine 2020 e - secondo una stima degli Uffici dell’Autorità - circa 200 milioni di euro dal 2025 in poi;
- b) gli STATCOM da 3 (Latina, Galatina e Villanova) diventano 5, per un CAPEX stimato di 112 milioni di euro, ancora da investire;
- c) i reattori da 11 diventano 16, corrispondenti a un investimento stimato di circa 48 milioni di euro, dovrebbero essere tutti in arco quadriennio, di cui tre sono da realizzare su impianti del distributore (2 a Napoli, 1 a Roma);
- d) i resistori stabilizzanti da 10 diventano 15 (600 MW totali, 55 milioni di euro di investimento in arco quadriennio);

A7. Infine, nel testo del piano sicurezza 2021-2024 Terna indica anche la necessità di un *“completamento studio nuove esigenze per l’installazione di ulteriori 8 compensatori”*. La tabella seguente riporta le previsioni e la localizzazione delle installazioni previste nel corso degli ultimi anni.

⁴¹ In particolare, il comma 3.2 dell’Allegato A alla deliberazione 4 novembre 2016, 627/2016, prevede alla lettera n) che sia elemento essenziale del piano di sviluppo *“il monitoraggio degli sviluppi di rete determinati da altre disposizioni, quali ad esempio il programma per l’adeguamento e l’eventuale miglioramento dei sistemi di difesa per la sicurezza del sistema elettrico (...)”*

Tabella A1 - pianificazione delle esigenze di compensatori sincroni negli ultimi anni

Anno	Stazioni	Numero compensatori
Piano sicurezza 2017	Foggia, Maida (CZ), Matera, Selargius (CA)	7
Piano sicurezza 2018	Brindisi, Candia (AN), Fano (PU), Garigliano (CE), Villanova (PE)	+7
Piano sicurezza 2019	Codrungianos (SS), Suvereto (LI)	+2
Piano sicurezza 2020	Rosara (AP, spostamento stazione)	0
Piano sicurezza 2021	Caracoli (PA), Forlì, Ittiri (SS), Montalto (VT), Ravenna, Rotello (CB), Troia (FG)	+9
Piano sicurezza 2022 o successivi (come indicato nel PS21)	“Nord, Sud Italia e Sardegna”	+ 8 (da confermare)
Totale	Compensatori sincroni	25 + 8

APPENDICE 4 – Gli interventi per la gestione dell’energia reattiva effettuati e previsti dalle imprese distributrici

A8. Con la determinazione del 22 aprile 2021, n. 02/2021, il Direttore della Direzione Infrastrutture dell’Autorità ha definito un programma di azioni propedeutiche all’attuazione della regolazione tariffaria dell’energia reattiva prelevata e immessa dalle/nelle reti in alta e altissima tensione, allo scopo di acquisire elementi necessari per definire i successivi provvedimenti previsti dalle deliberazioni 27 dicembre 2019, 568/2019/R/eel e 20 ottobre 2020, 395/2020/R/eel.

A9. In particolare, è stato disposto che, entro il 30 giugno 2021, le imprese distributrici direttamente connesse alla RTN inviino alla Direzione Infrastrutture dell’Autorità alcune informazioni circa le attività dalle stesse implementate per il controllo della tensione attraverso la gestione di prelievi e immissioni di energia reattiva con la RTN, in particolare la tipologia e l’ammontare economico annuo degli interventi realizzati a partire dal 2017 e di quelli pianificati entro il 2024.

A10. Due imprese distributrici hanno dichiarato di aver effettuato investimenti per la gestione dell’energia reattiva dal 2017 al 2020, senza fornire indicazioni economiche:

- e-distribuzione ha installato dispositivi di rifasamento capacitivo in base alle esigenze manifestate da Terna, il cui esercizio avviene attualmente su richiesta di Terna secondo le esigenze della rete di trasmissione; nel periodo indicato è stato inoltre avviato l’iter per l’installazione di due reattori di circa 35 Mvar cadauno presso le cabine primarie di San Giuseppe (LI) e Portoferraio (LI) al fine di compensare le correnti capacitive del futuro elettrodotto in cavo sottomarino a 132 kV Elba-Continente, la cui ultimazione è prevista nel 2025;
- Edyna, nell’ambito del progetto europeo *SmartNet* ha sviluppato una piattaforma per la regolazione della tensione sulla rete MT e di controllo dello scambio di potenza reattiva con la rete AT; nell’ambito del progetto *Active Grid*, finalizzato a rendere la rete automatizzata alle variazioni dei parametri di rete, nel corso degli anni 2018-2020 sono stati installati complessivamente 5 trasformatori, di cui 3 in cabina secondaria e 2 su punti di trasformazione su palo (PTP), oltre a regolatori di tensione installati lungo le linee di bassa tensione al fine di regolare la tensione a fondo linea.

A11. Tre imprese distributrici hanno dichiarato di aver pianificato investimenti:

- areti, a seguito di analisi congiunta con Terna, prevede l'installazione di quattro reattori, in particolare un reattore da 80 Mvar nelle cabine primarie Collatina e Flaminia/O sul livello 150 kV, uno nella cabina primaria Tiburtina/F sul livello 220 kV ed uno da 60 Mvar nella cabina primaria Tor di Valle sul livello 150 kV, avviando l'installazione di due reattori nel 2022 ed altri due reattori nel 2023, per un valore economico stimato per ciascuna installazione a tensione 150 kV dell'ordine di 1,5 M€ cadauno;
- e-distribuzione, nell'ambito della demo italiana del progetto EUSysFlex, ha in fase di installazione due moduli STATCOM da 1,2 Mvar, connessi alle due sbarre di cabina primaria di Quarto;
- ireti prevede l'installazione di 11 dispositivi di rifasamento dal 2022 al 2026 per un valore complessivo di circa 6,5 M€.

A12. Alcune imprese distributrici hanno indicato di aver contattato ditte specializzate nel settore della realizzazione di impianti di compensazione per valutare possibili soluzioni tecniche preliminari e ottenere una stima budgetaria dei costi.

A13. Solamente due imprese distributrici, Deval ed e-distribuzione, hanno avviato/consolidato contatti con alcuni clienti finali al fine di modificarne il comportamento in termini di immissioni/prelievi di energia reattiva; Deval in particolare ha verificato una significativa riduzione dell'energia reattiva immessa da tali clienti finali.