

**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE
318/2019/R/EEL**

**CRITERI PER L'AGGIORNAMENTO INFRA-PERODO DELLA REGOLAZIONE
TARIFFARIA RELATIVA AI SERVIZI DI DISTRIBUZIONE E MISURA
DELL'ENERGIA ELETTRICA**

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

Mercato di incidenza: energia elettrica
23 luglio 2019

Premessa

Il presente documento per la consultazione si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente 9 aprile 2019, 126/2019/R/EEL, per l'aggiornamento infra-periodo della regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e di misura dell'energia in vigore nel periodo di regolazione 2016-2023.

Il presente documento illustra gli orientamenti dell'Autorità in materia di criteri di regolazione tariffaria, in particolare con riferimento alle modalità di determinazione del costo riconosciuto a copertura dei costi operativi, ai fini della fissazione dei livelli tariffari dell'anno 2020 e dei successivi aggiornamenti, e all'affinamento di alcuni aspetti della regolazione tariffaria del corrente periodo di regolazione.

La consultazione fa seguito alla pubblicazione del documento 287/2019/R/EEL nell'ambito del quale sono stati esposti gli orientamenti dell'Autorità volti ad aggiornare la regolazione della qualità del servizio di distribuzione disciplinata dal TIQE (Allegato A alla delibera 646/2015/R/EEL).

I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità le proprie osservazioni e proposte in forma scritta, compilando l'apposito modulo interattivo disponibile sul sito internet dell'Autorità o tramite posta elettronica (infrastrutture@arera.it) entro il 20 settembre 2019.

Le osservazioni e le proposte pervenute saranno pubblicate sul sito internet dell'Autorità. Pertanto, qualora i partecipanti alla consultazione intendano salvaguardare la riservatezza di dati e informazioni, motiveranno tale richiesta contestualmente a quanto inviato in esito al presente documento, 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.

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

e-mail: infrastrutture@arera.it
sito internet: www.arera.it

INDICE

PARTE I - ASPETTI INTRODUTTIVI	4
1. Oggetto e ambito della consultazione	4
2. Struttura del documento	6
PARTE II – CRITERI PER IL RICONOSCIMENTO DEI COSTI PER IL QUADRIENNIO 2020-2023	7
3. Introduzione.....	7
4. Fissazione dei livelli iniziali dei costi riconosciuti a copertura dei costi operativi.....	8
5. Aggiornamento annuale dei costi operativi riconosciuti.....	12
6. Meccanismi di ripartizione dei ricavi netti derivanti dall'utilizzo dell'infrastruttura elettrica per finalità ulteriori al servizio elettrico.....	13
PARTE III – ALTRI ELEMENTI DI REGOLAZIONE TARIFFARIA	16
7. Promozione delle aggregazioni tra imprese distributrici.....	16
8. Proposte di semplificazione del meccanismo di riconoscimento della maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito	25
9. Contributi fissi per le variazioni di potenza richieste dai clienti domestici	26
10. Corrispettivi per l'energia reattiva per clienti in alta e altissima tensione	28
11. Revisione dei criteri di allocazione dei costi e razionalizzazione della disciplina delle connessioni dei punti attivi e passivi.....	29
12. Ammodernamento delle colonne montanti	30
PARTE IV –LA RICARICA DEI VEICOLI ELETTRICI.....	33
13. Inquadramento generale	33
14. Ricarica dei veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico.....	37
15. Ricarica dei veicoli elettrici in luoghi privati.....	43
APPENDICE A.....	48
Criteri di riconoscimento tariffario nel quinto periodo di regolazione	48
Costi riconosciuti nel NPR1 e andamento investimenti	52
APPENDICE B.....	54
Ammodernamento delle colonne montanti vetuste: fase iniziale	54

PARTE I - ASPETTI INTRODUTTIVI

1. Oggetto e ambito della consultazione

- 1.1 Con deliberazione 23 dicembre 2015, 654/2015/R/EEL (di seguito: 654/2015/R/EEL) l'Autorità di Regolazione Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) ha approvato la regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo 2016-2023, definendo un periodo regolatorio di otto anni, articolato in due semiperiodi, ciascuno dei quali avente durata quadriennale, individuati come NPR1 (dal 2016 al 2019) e NPR2 (dal 2020 al 2023).
- 1.2 Per il NPR1, l'Allegato A (di seguito: TIT) della medesima deliberazione 654/2015/R/EEL disciplina le tariffe per l'uso delle reti di trasmissione e distribuzione, l'Allegato B (di seguito: TIME) disciplina responsabilità e tariffe relative al servizio di misura, e l'Allegato C (di seguito: TIC) disciplina le condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione.
- 1.3 Con la medesima deliberazione 654/2015/R/EEL, l'Autorità ha previsto un aggiornamento infra-periodo tra il primo e il secondo semiperiodo, per consentire una revisione del tasso di riduzione dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi, nonché la possibilità di riesame dei criteri di regolazione vigenti in presenza di evoluzioni significative rispetto al contesto.
- 1.4 Peraltro, con l'adozione del TIT, l'Autorità aveva prospettato, almeno per le imprese di maggiori dimensioni, l'ipotesi di adottare, in via progressiva a decorrere dal NPR2, un nuovo approccio regolatorio *ex-ante*, che permettesse un controllo della spesa totale, basato sulla pianificazione degli investimenti e delle attività e corredato di meccanismi di incentivazione della qualità e della *performance* del servizio reso, di natura *output-based*, nonché di meccanismi di incentivazione orientati all'efficienza.
- 1.5 Tuttavia, nell'ambito della consultazione avviata con il documento 683/2017/R/EEL, tenuto conto della necessità evidenziata dall'Autorità di adottare un percorso di attività propedeutiche all'introduzione di tale approccio, è emersa l'esigenza di assicurare un'adeguata gradualità nell'introduzione del nuovo criterio di riconoscimento dei costi.
- 1.6 In vista della conclusione del NPR1, pertanto, l'Autorità, con deliberazione 9 aprile 2019, 126/2019/R/EEL (di seguito: deliberazione 126/2019/R/EEL), ha avviato il procedimento per l'aggiornamento infra-periodo della regolazione delle tariffe e della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, chiarendo contestualmente che, in relazione all'introduzione di logiche basate sul riconoscimento della spesa totale prospettata fin dal 2017, intende adottare un approccio graduale, introducendo, nel corso del semiperiodo NPR2 alcuni strumenti propedeutici tipici di un impianto regolatorio basato su logiche *ex ante*, riservandosi di applicare le nuove logiche tariffarie, per le imprese distributrici di maggiori dimensioni, a partire dal prossimo periodo di regolazione.

- 1.7 Tale impostazione ha trovato definitiva conferma con l'approvazione del "Quadro strategico 2019-2021" pubblicato con deliberazione 19 giugno 2019, 242/2019/A.
- 1.8 Nell'ottica di una transizione verso il nuovo criterio di riconoscimento dei costi, che verrà declinata con appositi documenti per la consultazione, l'Autorità intende quindi operare, nell'ambito dell'aggiornamento infra-periodo della regolazione tariffaria in sostanziale continuità con i criteri adottati nel NPR1.
- 1.9 Conseguentemente, come già sopra richiamato, il presente documento si focalizza sulle modalità di determinazione e aggiornamento dei costi operativi ed affronta alcune tematiche specifiche di dettaglio in ottica di perfezionamento e completamento della regolazione vigente, quali la tematica afferente alla regolazione tariffaria relativa alla ricarica dei veicoli elettrici.
- 1.10 In particolare, il presente documento illustra gli orientamenti dell'Autorità relativamente:
- a) alla determinazione e aggiornamento dei costi operativi riconosciuti (ivi inclusi i meccanismi di ripartizione dei ricavi netti derivanti dall'utilizzo dell'infrastruttura elettrica per finalità ulteriori al servizio elettrico);
 - b) alla definizione di criteri parametrici per la valorizzazione degli *asset* da attivare in occasione delle aggregazioni tra imprese distributrici;
 - c) alla regolazione dei contributi fissi per le variazioni di potenza richieste dai clienti domestici;
 - d) alla regolazione tariffaria dei prelievi e delle immissioni di potenza ed energia reattiva nei punti di prelievo in alta e altissima tensione;
 - e) alla revisione dei criteri di allocazione dei costi tra le diverse tipologie di utenza;
 - f) all'ammodernamento delle colonne montanti;
 - g) alla regolazione tariffaria per punti di prelievo dedicati alla ricarica dei veicoli elettrici.
- 1.11 Nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione 126/2019/R/EEL, è prevista l'emanazione di successivi documenti per la consultazione su tematiche specifiche del procedimento. In particolare, nel corrente mese di luglio è stato pubblicato un documento in materia di qualità del servizio¹ ed è prevista la diffusione di un documento con specifico riferimento alla regolazione del servizio di trasmissione dell'energia elettrica. Nel mese di ottobre è infine prevista la pubblicazione di un documento conclusivo, con gli orientamenti finali dell'Autorità per il NPR2.
- 1.12 Il provvedimento finale che disciplina la regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura, nonché le condizioni economiche per l'erogazione del servizio di distribuzione è previsto entro il prossimo mese di dicembre. In tale occasione si provvederà, qualora si rendesse necessario, a rendere coerente il TIT con la regolazione prevista dal Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE) di prossima pubblicazione. In particolare, gli interventi potrebbero riguardare alcuni aspetti della regolazione dei sistemi di accumulo e della regolazione prevista per i produttori di energia elettrica e per i servizi ausiliari di generazione.

¹ Documento per la consultazione 2 luglio 2019, 287/2019/R/EEL

- 1.13 Come già segnalato, il presente documento si sviluppa in coerenza con gli obiettivi previsti nel quadro strategico 2019-2021, pubblicato con deliberazione 19 giugno 2019 242/2019/A.
- 1.14 In particolare, per questo documento risulta rilevante l'obiettivo specifico *OS.20 regolazione per obiettivi di spesa e di servizio*, che prevede, in particolare per le imprese di maggiori dimensioni, il progressivo e graduale superamento dell'attuale approccio di riconoscimento dei costi, differenziato tra costi operativi e costi di capitale, a favore di un approccio integrato che responsabilizzi gli operatori, e, per le imprese di minori dimensioni, la messa a punto e implementazione del meccanismo tariffario parametrico. All'interno del medesimo obiettivo è anche previsto l'intervento in materia di revisione dei criteri di allocazione dei costi di rete alle diverse tipologie di utenza, nonché dei criteri per la definizione dei contributi di connessione.
- 1.15 Inoltre, con specifico riferimento alla tariffa per la ricarica dei veicoli elettrici e all'ammodernamento delle colonne montanti, le proposte di intervento individuate nel presente documento risultano in linea con l'obiettivo specifico *OS.4 Sostenere l'innovazione con sperimentazioni e ricerca*, anche attraverso la regolazione per esperimenti.

2. Struttura del documento

- 2.1 Il presente documento per la consultazione, oltre alla presente parte introduttiva (Parte I), nella quale vengono richiamati l'ambito della consultazione e gli obiettivi perseguiti e viene descritto lo sviluppo complessivo del procedimento stesso, è organizzato in ulteriori 3 parti ed in particolare:
- Parte II, nella quale sono illustrati gli orientamenti relativi alla determinazione e all'aggiornamento dei costi riconosciuti per i servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica, per il NPR2;
 - Parte III, nella quale sono descritti ulteriori elementi della regolazione tariffaria che richiedono affinamento rispetto alla regolazione vigente attuale;
 - Parte IV nella quale è affrontato il tema della regolazione tariffaria per i punti di prelievo dedicati alla ricarica dei veicoli elettrici.
- 2.2 Il documento infine è completato da due appendici. L'Appendice A sintetizza i criteri di regolazione tariffaria vigenti ed illustra i costi riconosciuti a livello di settore nel corso del NPR1 con riferimento ai servizi di distribuzione e di misura, nonché l'andamento degli investimenti effettuati negli ultimi anni relativamente ai medesimi servizi. L'Appendice B riporta l'ipotesi completa di regolazione per la sperimentazione in materia di ammodernamento delle colonne montanti, soggetta a consultazione, coerente con gli orientamenti indicati nel documento di consultazione 331/2018/R/EEL, come integrazione al Testo Integrato della regolazione *output based* dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica (TIQE)²

² Il TIQE l'Allegato A alla deliberazione 646/2015/R/EEL

PARTE II – CRITERI PER IL RICONOSCIMENTO DEI COSTI PER IL QUADRIENNIO 2020-2023

3. Introduzione

- 3.1 Con riferimento alla regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica, la deliberazione 654/2015/R/EEL prevede due differenti regimi di riconoscimento dei costi, differenziati in funzione della numerosità dei clienti finali: un regime individuale, riservato alle imprese distributrici di energia elettrica che servono almeno 25.000 punti di prelievo, ed un regime parametrico per le restanti imprese.
- 3.2 Una breve sintesi dei regimi tariffari vigenti, nonché dell'andamento dei costi riconosciuti a livello di settore nel corso del NPR1 è riportata nell'Appendice del presente documento.
- 3.3 Il criterio parametrico di riconoscimento dei costi per le imprese di minori dimensioni è stato definito, dopo un lungo processo di consultazione, nell'aprile 2018 con deliberazione 237/2018/R/EEL e pertanto risulta di fatto ancora in fase di avvio.
- 3.4 La medesima deliberazione 237/2018/R/EEL prevede una prima revisione della metodologia parametrica, dopo un primo triennio di applicazione ed in tempo utile per le determinazioni tariffarie dell'anno 2021.
- 3.5 Conseguentemente, le proposte relative agli aggiornamenti infra-periodo oggetto del presente provvedimento, salvo specifici aspetti esplicitamente richiamati nel prosieguo, si riferiscono ai criteri di determinazione dei costi riconosciuti con specifico riferimento al regime tariffario individuale.
- 3.6 Va inoltre precisato che, nell'ambito del regime tariffario individuale, sono oggetto di revisione infra-periodo la determinazione e le modalità di aggiornamento dei costi operativi riconosciuti, mentre restano invariati i criteri di riconoscimento dei costi di capitale, salvo circoscritti interventi specificatamente declinati successivamente.
- 3.7 Anche i criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito non sono oggetto del presente procedimento poiché regolati con deliberazione 583/2015/R/COM (TIWACC). A tal proposito, la deliberazione 639/2018/R/COM ha aggiornato i parametri base del TIWACC medesimo e del livello di *gearing* fissando, con riferimento ai servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica, il tasso di remunerazione per gli anni 2019-2021 pari a 5,9%.
- 3.8 Infine, ai sensi del comma 7.3 del TIWACC la stima del coefficiente β viene effettuata in occasione della revisione della regolazione tariffaria relativa ai singoli servizi infrastrutturali e, conseguentemente, con riferimento ai servizi di distribuzione e di misura dell'energia elettrica, sarà oggetto di valutazione al termine del NPR2 in tempo utile per il prossimo periodo di regolazione.
- 3.9 La presente Parte del documento si focalizza quindi principalmente sui i criteri generali per la determinazione e l'aggiornamento dei costi operativi riconosciuti nel quadriennio

2020-2023 che, laddove non diversamente specificato, fanno riferimento a entrambi i servizi di distribuzione (incluso il servizio di commercializzazione della distribuzione) e di misura.

4. Fissazione dei livelli iniziali dei costi riconosciuti a copertura dei costi operativi

- 4.1 Nel presente capitolo vengono descritte le modalità di determinazione del costo operativo riconosciuto, rilevanti ai fini della determinazione dei livelli tariffari iniziali del NPR2.
- 4.2 Procedendo in continuità con le scelte adottate nel NPR1, l'Autorità intende determinare il costo riconosciuto a copertura dei costi operativi per l'anno 2020 a partire dai seguenti elementi, opportunamente corretti per tener conto dell'inflazione:
- a) il costo operativo effettivo (*COE*) rilevato a consuntivo nell'ultimo anno più recente disponibile (anno 2018), determinato sulla base dei criteri descritti nel paragrafo 4.6 e seguenti;
 - b) la quota parte delle eventuali maggiori efficienze rispetto all'obiettivo fissato dall'Autorità conseguite nel NPR1 (PS^{NPR1}), lasciata in capo agli esercenti, ai sensi di quanto proposto nel paragrafo 4.14³.
- 4.3 Nel caso in cui il livello del costo riconosciuto per l'anno 2018, al netto delle quote residue delle maggiori efficienze realizzate nel corso dei precedenti periodi di regolazione, risulti inferiore al costo effettivo relativo al medesimo anno, l'Autorità, in coerenza con quanto previsto nel NPR1, intende determinare il costo riconosciuto 2020 in funzione del costo operativo riconosciuto per l'anno 2018 e di una quota parte della differenza tra il costo riconosciuto per l'anno 2018, al netto delle quote residue delle maggiori efficienze realizzate nel corso dei precedenti periodi di regolazione, e il costo operativo effettivo relativo al medesimo anno (cfr. paragrafo 7.14 del documento per la consultazione 544/2015/R/EEL).

Anno di riferimento per la determinazione del costo operativo effettivo (COE)

- 4.4 L'Autorità, ai fini della determinazione dei livelli tariffari iniziali per il NPR2 intende fare riferimento ai costi sostenuti dalle imprese esercenti i servizi regolati nell'anno più recente disponibile in tempo utile per le determinazioni tariffarie, vale a dire l'anno 2018.
- 4.5 Le informazioni relative a tali costi saranno desumibili:
- a) dai conti annuali separati predisposti dagli esercenti ai sensi del TIUC⁴, che sono in fase di raccolta;

³ Le maggiori efficienze conseguite nel terzo e nel quarto periodo regolatorio (PS^{TPR} e PS^{QPRe}) sono state interamente riassorbite tramite l'*X-factor* applicato nel corso del NPR1.

⁴ Il TIUC è l'Allegato A alla deliberazione 24 marzo 2016, 137/2016/R/COM, come successivamente modificato e integrato.

- b) dalle risposte ad appositi questionari predisposti dagli Uffici dell'Autorità e inviati agli esercenti.

Determinazione dei costi effettivi (COE₁₈) e costi non riconoscibili ai fini regolatori

- 4.6 In coerenza con quanto previsto nel NPR1, ai fini della quantificazione del livello dei costi operativi effettivi dell'anno 2018 (COE₁₈), l'Autorità intende escludere dai costi riconosciuti le voci per le quali la copertura sia già implicitamente garantita nei meccanismi di regolazione (ad esempio tramite la remunerazione del rischio) o in relazione alle quali il riconoscimento risulta non compatibile con un'attività svolta in regime di monopolio (ad esempio costi di pubblicità e di *marketing*). Non è pertanto previsto il riconoscimento delle voci di costo relative a:
- a) i costi operativi non ricorrenti;
 - b) i costi relativi a canoni di affitto di infrastrutture di rete di proprietà di altre imprese;
 - c) gli accantonamenti, diversi dagli ammortamenti, operati in applicazione di norme tributarie o per la copertura di rischi e oneri;
 - d) gli oneri finanziari e le rettifiche di valori di attività finanziarie;
 - e) gli oneri straordinari;
 - f) gli oneri per assicurazioni, qualora non espressamente previste da specifici obblighi normativi;
 - g) gli oneri per sanzioni, penali e risarcimenti, nonché i costi sostenuti per il contenzioso ove l'impresa sia risultata soccombente;
 - h) i costi connessi all'erogazione di liberalità;
 - i) i costi pubblicitari e di *marketing*, ad esclusione di oneri che derivino da obblighi posti in capo ai concessionari la cui copertura non sia assicurata da disposizioni specifiche;
 - j) i costi capitalizzati.
- 4.7 Sono escluse anche le poste relative agli sconti sui consumi elettrici riconosciuti ai dipendenti del settore elettrico, in coerenza con le disposizioni dell'articolo 27 del decreto-legge 24 giugno 2014, n. 91, come convertito con modificazioni dall'articolo 1, comma 1, della legge 11 agosto 2014, n. 116.
- 4.8 Inoltre, in relazione ai costi per l'incentivazione all'esodo dei dipendenti, in continuità con quanto effettuato nel NPR1, l'Autorità intende far riferimento agli effettivi utilizzi del relativo fondo, in luogo degli accantonamenti, prevedendo:
- a) l'integrale copertura della quota relativa al contributo versato all'INPS per il pagamento della pensione anticipata, riflesso di disposizioni normative primarie;
 - b) la parziale copertura, nella misura del 70%, della quota di incentivazione propriamente detta, frutto di contrattazione tra impresa e dipendente, la cui copertura integrale potrebbe ridurre l'incentivo dell'impresa a contenerne l'ammontare complessivo.
- 4.9 Con riferimento al precedente paragrafo 4.6, punto a), l'Autorità, al fine di verificare eventuali comportamenti opportunistici da parte degli operatori volti ad incrementare i costi operativi nell'anno di riferimento concentrando il sostenimento di alcuni costi in tale anno (*cost padding*) o utilizzando i margini di discrezionalità consentiti dalla disciplina contabile civilistica e dai principi contabili internazionali nella

capitalizzazione dei costi, intende procedere con specifici approfondimenti istruttori al fine di verificare, ove se ne riscontri la necessità, gli andamenti storici dei costi operativi, con l'obiettivo di normalizzare eventuali costi *una tantum* che, anche appartenendo alla gestione caratteristica, non si verificano in modo continuativo ovvero si sono manifestati, in un dato anno, in maniera eccezionale o anomala. L'Autorità si riserva quindi di determinare il valore del COE_{18} tenendo anche conto del livello del costo operativo effettivo relativo agli anni precedenti.

- 4.10 I costi operativi verranno altresì rettificati:
- a) in funzione dei ricavi realizzati dall'eventuale cessione di beni o prestazioni di servizi non attribuiti, sul piano contabile, alle "attività diverse";
 - b) qualora si riscontrino non corrette ripartizioni dei costi o dei ricavi tra comparti e/o attività nell'ambito dei conti annuali separati.
- 4.11 L'Autorità, in sede di determinazione del costo riconosciuto per il NPR2, intende tenere conto delle disposizioni introdotte dai principi IFRS16 (che sostituisce il precedente principio IAS17) di cui al Regolamento (UE) 2017/1986 del 31 ottobre 2017, in merito al trattamento contabile dei contratti di *leasing* operativo, in vigore dall'1 gennaio 2019, che prevede l'iscrizione tra le immobilizzazioni del diritto d'uso del bene oggetto del contratto di *leasing*, equiparando di fatto il trattamento contabile del *leasing* operativo a quello finanziario.
- 4.12 L'Autorità è pertanto orientata a considerare, il valore del diritto d'uso del bene sottostante nell'ambito del capitale investito riconosciuto. In particolare, si intende prevedere che il suddetto valore d'uso possa essere inserito nella rispettiva categoria di cespiti nei soli casi previsti dal punto 32 del principio contabile internazionale IFRS16, ossia nel caso in cui il locatore trasferisca la proprietà dell'attività sottostante al locatario al termine della durata del *leasing* oppure nel caso in cui il costo dell'attività consistente nel diritto di utilizzo rifletta il fatto che il locatario eserciterà l'opzione di acquisto.
- 4.13 In tutti gli altri casi, il valore del diritto d'uso del bene sottostante può essere iscritto come incremento patrimoniale nella categoria di cespiti "Altre immobilizzazioni immateriali", con una vita regolatoria pari a 5 anni; in alternativa, l'Autorità intende valutare l'opportunità di prevedere una specifica categoria di cespiti, con vita regolatoria inferiore, nel caso in cui i gestori dimostrino la netta prevalenza di contratti di *leasing* operativo con durata inferiore ai 5 anni.

Ripartizione dei maggiori recuperi di produttività conseguiti nel NPR1

- 4.14 L'Autorità è orientata a prevedere una ripartizione tra imprese e utenti dei maggiori recuperi di produttività conseguiti dalle imprese nel corso del NPR1 prevedendo la restituzione agli utenti finali di almeno il 50% di tali maggiori recuperi.
- 4.15 I maggiori recuperi di produttività rispetto all'obiettivo fissato dall'Autorità vengono calcolati come la differenza tra il costo operativo riconosciuto mediante le tariffe per l'anno 2018, al netto delle quote residue delle maggiori efficienze realizzate nel corso dei precedenti periodi di regolazione, e il costo operativo effettivo relativo al medesimo anno, determinato sulla base dei criteri descritti nel precedente paragrafo 4.6 e seguenti.

Specificità per il servizio di distribuzione

- 4.16 Ai fini della determinazione del livello iniziale dei costi operativi riconosciuti, l’Autorità, in continuità con la regolazione vigente, è intenzionata ad effettuare una analisi dei costi del servizio basata sui dati delle imprese distributrici di maggiori dimensioni.
- 4.17 In particolare, l’Autorità intende determinare il livello iniziale del costo operativo riconosciuto per le imprese soggette al regime tariffario individuale tenendo conto dei coefficienti correttivi già utilizzati nel quarto periodo di regolazione e nel NPR1 che riflettono gli effetti delle variabili esogene in base ai meccanismi di perequazione generale e di perequazione specifica aziendale.
- 4.18 L’Autorità intende, inoltre, effettuare valutazioni circa la necessità di aggiornare i meccanismi di inclusione degli effetti della PSA nelle tariffe di riferimento al fine di garantire la coerenza di detti meccanismi con il corretto dimensionamento dei costi riconoscibili alle imprese, ivi inclusi i costi operativi. La tematica sarà oggetto di separato documento per la consultazione.
- 4.19 Con riferimento al trattamento dei contributi, l’Autorità intende confermare il criterio secondo cui la quota del 20% dei contributi privati a preventivo a copertura delle spese generali è portata in deduzione dei costi operativi.
- 4.20 L’Autorità, infine, intende portare in riduzione dei costi operativi riconosciuti i ricavi netti derivanti dall’utilizzo dell’infrastruttura elettrica per finalità ulteriori al servizio elettrico (ad esempio i ricavi derivanti dalle attività di affitto delle infrastrutture elettriche a operatori del servizio di telecomunicazione) attraverso un meccanismo di *sharing* come approfondito nel successivo capitolo 6. Attraverso il meccanismo dello *sharing* dei ricavi netti derivanti dall’utilizzo dell’infrastruttura elettrica per finalità ulteriori al servizio elettrico, l’Autorità intende retrocedere agli utenti del sistema elettrico una parte del margine che gli operatori del settore elettrico maturano per il servizio di “appoggio” della fibra ottica sulle infrastrutture elettriche per compensarli dell’utilizzo delle infrastrutture elettriche, fornendo al contempo agli operatori di rete l’incentivo ad impegnarsi per sviluppare tale attività accessoria.

Specificità per il servizio di misura

- 4.21 In continuità con i criteri applicati nel NPR1, la determinazione del livello iniziale dei costi riconosciuti concorrerà alla definizione di una tariffa unica, differenziata per livello di tensione, che rappresenterà allo stesso tempo sia la tariffa obbligatoria applicata ai clienti finali, sia la tariffa di riferimento per le imprese esercenti il servizio.
- 4.22 Nella determinazione del costo effettivo COE_{18} , l’Autorità è intenzionata ad effettuare analisi di dettaglio, anche attraverso l’analisi dei dati storici ed il confronto con i costi dell’anno base 2018, al fine di procedere ad un corretto dimensionamento delle tariffe di misura a copertura dei costi operativi tenendo anche conto del graduale avvio, da parte delle imprese operanti nel settore, dei piani di installazione massiva dei sistemi *smart metering* di seconda generazione.

- 4.23 Nell'ambito delle analisi di dettaglio finalizzate alla determinazione del livello iniziale dei costi operativi riconosciuti relativamente al servizio di misura, l'Autorità è inoltre intenzionata a tenere conto del cambio di responsabilità delle attività di misura in alta tensione introdotte con il TIME dall'anno 2017.

Spunti per la consultazione

- S1.** Osservazioni in merito alla fissazione dei livelli iniziali dei costi riconosciuti a copertura dei costi operativi.
- S2.** Osservazioni in merito alle modalità di trattamento del leasing operativo.

5. Aggiornamento annuale dei costi operativi riconosciuti

- 5.1 Ai fini dell'applicazione del meccanismo del *price cap*, l'Autorità provvede a determinare il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti (*X-factor*).
- 5.2 Già dal quarto periodo di regolazione e nel NPR1, l'Autorità ha stabilito di calibrare gli obiettivi di recupero di produttività in modo da garantire la restituzione – entro un orizzonte temporale predefinito – dei maggiori recuperi di produttività conseguiti nei periodi di regolazione precedenti.
- 5.3 In particolare, la deliberazione 654/2015/R/EEL, prevede che entro il 2019 siano trasferiti ai clienti finali i maggiori recuperi di produttività conseguiti nel terzo periodo di regolazione (2008-2011) e nel quarto periodo di regolazione (2012-2016).
- 5.4 Coerentemente con le previsioni della deliberazione 654/2015/R/EEL, qualora in esito alle analisi dei costi operativi effettivi emergessero maggiori efficienze rispetto all'obiettivo fissato, l'Autorità intende confermare la determinazione dell'*X-factor* in maniera da riassorbire gradualmente i maggiori recuperi di produttività il cui beneficio è stato lasciato temporaneamente alle imprese per effetto dell'applicazione del meccanismo di simmetrica ripartizione delle maggiori efficienze.
- 5.5 In relazione alle tempistiche di restituzione ai clienti finali dei maggiori recuperi di produttività, l'Autorità, in continuità con i criteri adottati nel NPR1, intende prevedere che i recuperi di produttività conseguiti nel corso del NPR1 (2016-2019) siano trasferiti interamente ai clienti finali entro il termine del quinto periodo di regolazione (2023).

Spunti per la consultazione

S3. *Osservazioni in merito ai criteri di aggiornamento annuale dei costi operativi riconosciuti.*

6. Meccanismi di ripartizione dei ricavi netti derivanti dall'utilizzo dell'infrastruttura elettrica per finalità ulteriori al servizio elettrico

- 6.1 Le infrastrutture di distribuzione possono avere utilizzi per finalità ulteriori rispetto a quelle remunerate dalle tariffe (purché non interferenti l'utilizzo principale, ovvero la distribuzione di energia elettrica). In passato l'Autorità ha adottato meccanismi di *sharing* del ricavo derivante da attività di "affitto" delle infrastrutture elettriche a operatori dei servizi di telecomunicazioni, al netto dei costi operativi sorgenti specifici. Per esempio, all'inizio del corrente periodo di regolazione, l'Autorità ha utilizzato il meccanismo di *sharing* nei confronti del gestore di trasmissione nazionale, Terna S.p.A., per la fornitura ad operatori di telecomunicazione terzi di un servizio di "affitto" della fibra ottica sugli impianti di trasmissione elettrica. In quella occasione, l'Autorità, ai fini della determinazione del costo riconosciuto per il servizio di trasmissione elettrica, ha portato in deduzione dal costo operativo effettivo il 50% dei ricavi del servizio di appoggio, netti dai costi sorgenti sostenuti per fornire detto servizio di "affitto".⁵
- 6.2 In merito va rilevato che il decreto legislativo n. 33/2016 ha recepito la direttiva europea 2014/61/UE che mira a rendere possibile lo sviluppo di servizi di comunicazione a banda ultralarga favorendo il più possibile l'utilizzo delle infrastrutture "passive" (come gli impianti di distribuzione dell'energia elettrica) per l'"appoggio" della fibra ottica. Secondo il considerando (16) della direttiva 2014/61/UE, lascia *"impregiudicata la possibilità per gli Stati membri di rendere più attraente la fornitura dell'accesso all'infrastruttura da parte degli operatori di servizi pubblici, escludendo le entrate originate da tale servizio dalla base di calcolo delle tariffe applicate agli utenti finali per la o le loro attività principali, in conformità al diritto vigente nell'Unione"*.
- 6.3 Come anticipato nel paragrafo 4.20, con il meccanismo dello *sharing* dei ricavi netti derivanti dall'utilizzo dell'infrastruttura elettrica per finalità ulteriori al servizio elettrico, una determinata percentuale del ricavo netto (margine) che gli operatori del settore elettrico maturano per il servizio di "appoggio" della fibra ottica sulle infrastrutture elettriche viene retrocessa agli utenti del sistema elettrico, per compensarli dell'utilizzo delle infrastrutture elettriche (cosiddetto *claw-back*), fornendo al contempo agli operatori un corretto incentivo ad impegnarsi attivamente per sviluppare tale attività accessoria. L'Autorità ritiene pertanto che tale meccanismo sia pienamente conforme al diritto dell'Unione e in tal senso si è espressa nel proprio parere all'Autorità per le

⁵ Si veda la Relazione tecnica alla deliberazione 646/2015/R/EEL, punto 12.7 (www.arera.it/allegati/docs/16/654-15_039-16.pdf)

garanzie nelle comunicazioni, nell'ambito di un procedimento instaurato su richiesta di Telecom nei confronti di e-distribuzione proprio ai sensi del decreto legislativo n. 33/2016.⁶

- 6.4 Finora i meccanismi di *sharing* sono stati applicati all'inizio del periodo regolatorio, sulla base delle informazioni fornite dagli operatori. Potrebbe risultare opportuno applicare il meccanismo di *sharing* non solo all'inizio di un periodo regolatorio, ma con una frequenza maggiore (ogni due anni, o ogni anno in occasione dell'aggiornamento tariffario) laddove l'andamento delle attività per lo sviluppo dei servizi di comunicazione a banda ultralarga comportasse ricavi netti non trascurabili.
- 6.5 A tal proposito l'Autorità intende raccogliere informazioni di dettaglio ed effettuare un'analisi dell'andamento storico dei ricavi in oggetto, al fine di valutare quali possano essere i criteri più idonei per l'applicazione dello *sharing* nell'ambito dei costi operativi riconosciuti alle imprese.
- 6.6 Qualora dall'analisi dei costi storici emergessero ricavi netti significativi e disomogenei tra imprese distributrici, l'Autorità intende valutare l'opportunità di applicare il meccanismo dello *sharing* in maniera differenziata tra operatori di rete anche attraverso meccanismi di tipo perequativo.
- 6.7 È inoltre da valutare come effettuare lo *sharing* in presenza di costi di investimento comuni o "multiservizio" (finora non oggetto di *sharing*). Per esempio, in caso di *asset* appositamente realizzati (es: cavo ibrido a doppia guaina), sarà necessario definire un criterio per la ripartizione dell'investimento tra l'attività infrastrutturale e le attività diverse, sin dall'entrata in esercizio di tali investimenti; tale percentuale potrebbe essere individuata sulla base di parametri tecnici o semplicemente individuata forfaitariamente.
- 6.8 Sia in relazione all'eventuale intensificazione della frequenza di applicazione dei meccanismi di *sharing* dei ricavi netti da attività di utilizzo delle infrastrutture di distribuzione elettrica e della necessità di trattare le informazioni specifiche di ciascuna impresa, sia in relazione all'eventuale applicazione dello *sharing* a investimenti comuni o "multiservizio", potrebbe rendersi necessario anche un intervento sul Testo integrato dell'*unbundling* contabile (TIUC), per esempio la definizione di uno specifico comparto delle attività di "appoggio" della fibra ottica sulle infrastrutture di distribuzione, o la definizione di specifici *driver*. Una impostazione contabile "dedicata" alle tematiche di utilizzo delle infrastrutture elettriche da parte di "utenti" speciali (come i *provider* di servizi TLC) per un servizio di "appoggio" consentirebbe all'Autorità di disporre, per ogni esercizio cui i conti annuali separati si riferiscono, del valore dei costi e dei ricavi complessivi (incrementali) sostenuti dagli operatori del settore elettrico per il servizio di *hosting*, in maniera separata da quelli afferenti al servizio regolato (distribuzione o trasmissione). Le stesse modifiche verrebbero introdotte per il settore gas.

⁶ Deliberazione AGCOM 88/17/CIR, pag.66 e seguenti

Spunti per la consultazione

S4. Osservazioni in merito ai meccanismi di ripartizione dei ricavi netti derivanti dall'utilizzo dell'infrastruttura elettrica per finalità ulteriori al servizio elettrico.

PARTE III – ALTRI ELEMENTI DI REGOLAZIONE TARIFFARIA

7. Promozione delle aggregazioni tra imprese distributrici

Inquadramento

- 7.1 L’Autorità ha previsto meccanismi mirati ad incentivare la riduzione del numero di imprese distributrici già a partire dal periodo di regolazione 2008-2011⁷.
- 7.2 Tali meccanismi, basati essenzialmente sull’attribuzione di un beneficio economico *una tantum* alle imprese interessate dai processi di aggregazione dimensionato tramite un coefficiente correttivo dei costi operativi, hanno mostrato una efficacia complessivamente limitata se si considera che negli ultimi 10 anni il numero di imprese distributrici si è ridotto di sole 15 unità, passando da 145 a 130, di cui solamente 3 hanno beneficiato dei suddetti meccanismi⁸.
- 7.3 La Tabella 7.1 riportata di seguito illustra la numerosità e la distribuzione delle imprese distributrici attive al 31 dicembre 2018 per numero di punti di prelievo serviti.

Tabella 7.1 – Numerosità delle imprese che servono meno di 25.000 punti di prelievo (escluse le imprese elettriche beneficiarie del regime di integrazione dei ricavi di cui alla legge 10/91)

Numero di punti di prelievo serviti	Numero imprese
Fino a 1.000	48
Da 1.001 fino a 5.000	33
Da 5.001 fino a 10.000	8
Da 10.001 fino a 25.000	8

- 7.4 Le ragioni per tale limitata efficacia possono essere molteplici, ma, ai fini della presente consultazione, va considerato che le modalità di valorizzazione tariffaria delle reti basate su meccanismi individuali di copertura dei costi possono esse stesse non favorire i processi di aggregazione, qualora si manifesti un differenziale tra il valore delle reti riconosciuto ai fini tariffari (che risente della effettiva disponibilità dei dati relativi alla stratificazione degli investimenti) e la consistenza effettiva delle infrastrutture, il cui valore industriale, nella prospettiva dell’impresa cedente, dovrebbe essere riflesso nel valore di cessione delle infrastrutture medesime.
- 7.5 Peraltro, le criticità riferite ai processi di aggregazione generate dalla discrepanza tra valore delle reti riconosciuto ai fini tariffari e valore effettivo delle infrastrutture sono

⁷ Si vedano in particolare l’articolo 43 dell’Allegato A alla deliberazione 29 dicembre 2007, 348/07 (periodo di regolazione 2008-2011) e l’articolo 36 dell’Allegato A alla deliberazione 29 dicembre 2011, ARG/elt 199/11 (periodo di regolazione 2012-2015)

⁸ Con deliberazione 49/2016/R/EEL, a seguito di processi di aggregazione, sono stati erogati incentivi *una tantum* alle imprese distributrici Comune di Oschiri, Comune di Fai della Paganella e Est Reti Elettriche, acquisite rispettivamente da Enel Distribuzione (oggi e-distribuzione), Set Distribuzione e AcegasApsAmga per un importo complessivo pari a poco meno di 600.000 euro.

state evidenziate da alcuni operatori in precedenti documenti per la consultazione con specifico riferimento ai casi delle cosiddette “RAB depresse” ed assumono particolare rilevanza nell’ambito del processo di riorganizzazione del servizio di distribuzione dell’energia elettrica, attivato da norme provinciali di rango primario, in corso nella provincia autonoma di Trento.

- 7.6 L’Autorità continua a ritenere che l’aggregazione tra imprese distributrici sia un obiettivo da perseguire e, conseguentemente, meritevole di meccanismi che possano incentivare tale fenomeno. Si ritiene infatti che la presenza numerosi distributori di piccole e piccolissime dimensioni, spesso inferiore a 5.000 punti di prelievo serviti, non rappresenti una situazione ottimale sia dal punto di vista dell’efficienza produttiva, in ragione delle efficienze realizzabili tramite economie di scala, sia dal punto di vista della semplicità ed economicità dell’azione amministrativa, anche nella prospettiva delle gare per il rinnovo delle concessioni: lo sviluppo di reali condizioni di concorrenza in sede di gara, infatti, richiede che si consolidino maggiormente soggetti in grado di competere nelle procedure per il rilascio delle nuove concessioni ai sensi dell’articolo 9, comma 2 del Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79⁹.
- 7.7 Coerentemente con quanto sopra esposto, con deliberazione 654/2015/R/EEL, l’Autorità ha ritenuto opportuno che fossero previsti meccanismi di incentivazione alle aggregazioni anche per il quinto periodo di regolazione. La medesima deliberazione, tuttavia, ha rinviato a successivo provvedimento la definizione dettagliata di tali meccanismi in attesa di completare il quadro regolatorio con riferimento ai meccanismi di riconoscimento dei costi anche per le imprese di minore dimensione¹⁰.
- 7.8 Come riportato anche nel documento per la consultazione 580/2017/R/EEL dedicato ai criteri di riconoscimento parametrico dei costi per le imprese distributrici di piccola dimensione, l’Autorità ritiene infatti che il completamento del quadro tariffario con specifico riferimento ai criteri di riconoscimento dei costi per tutte le imprese operanti nel settore sia propedeutico ai fini dell’adozione delle scelte in tema di aggregazione tra imprese distributrici, inclusi eventuali meccanismi di correzione degli *asset* da attivare nel caso di dette aggregazioni (cfr. paragrafo 15.5 del documento per la consultazione 580/2017/R/EEL).

⁹ L’articolo 9, comma 2 del Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79, prevede che, “con regolamento del Ministro dell’industria, del commercio e dell’artigianato, adottato ai sensi dell’articolo 17, comma 3, della legge 23 agosto 1988, n. 400, sentite la Conferenza unificata, istituita ai sensi del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281 e l’Autorità dell’energia elettrica e il gas, sono stabiliti le modalità, le condizioni e i criteri, ivi inclusa la remunerazione degli investimenti realizzati dal precedente concessionario, per le nuove concessioni da rilasciare alla scadenza del 31 dicembre 2030, previa delimitazione dell’ambito, comunque non inferiore al territorio comunale e non superiore a un quarto di tutti i clienti finali. Detto servizio è affidato sulla base di gare da indire, nel rispetto della normativa nazionale e comunitaria in materia di appalti pubblici, non oltre il quinquennio precedente la medesima scadenza”.

¹⁰ Come già richiamato nel presente documento, la deliberazione 654/2015/R/EEL ha previsto per il quinto periodo di regolazione (2016-2023) un regime tariffario di riconoscimento individuale dei costi per le imprese che servono almeno 25.000 punti di prelievo, analogo a quello già previsto per il precedente periodo di regolazione, ed un regime parametrico di riconoscimento dei costi per le imprese che servono meno di 25.000 punti di prelievo, definito successivamente, a seguito di un lungo processo di consultazione, con deliberazione 237/2018/R/EEL.

- 7.9 La definizione dei criteri di riconoscimento parametrico dei costi per le imprese di piccola dimensione è avvenuta nel corso dell'anno 2018 con deliberazione 237/2018/R/EEL e prevede che tali criteri abbiano applicazione a partire dall'anno tariffario 2018 con un meccanismo di gradualità fino all'anno 2023 (cfr. articolo 6 deliberazione 237/2018/R/EEL).
- 7.10 Con la definizione dei criteri tariffari di riconoscimento dei costi sia per le imprese di maggiore che di minore dimensione, è pertanto possibile delineare nuovi meccanismi di incentivo alle aggregazioni. A parere dell'Autorità è opportuno che i suddetti meccanismi siano declinati in modo tale da tenere conto dei possibili diversi criteri tariffari, dovuti ai differenti regimi tariffari vigenti, sulla base dei quali viene compiuta una stima degli *asset* delle imprese interessate dai processi di aggregazione.

Consultazione 580/2017/R/EEL ed esiti della consultazione in merito al tema delle aggregazioni

- 7.11 Già nell'ambito del documento per la consultazione 580/2017/R/EEL in tema di aggregazioni, l'Autorità ha individuato diverse fattispecie, le più rilevanti delle quali sono delineabili sulla base dei criteri di valutazione degli *asset* delle imprese interessate dall'aggregazione, ovvero:
- fusione tra due imprese in regime tariffario individuale (CASO A);
 - fusione tra impresa in regime puntuale e impresa/e in regime parametrico (CASO B);
 - fusione tra imprese in regime parametrico, ulteriormente suddivisibili in due macro-casi:
 - a) a seguito dell'aggregazione, la nuova impresa risulti servire un numero di punti di prelievo superiore alla soglia dei 25.000 punti, prevista per l'ammissione al regime puntuale (CASO C);
 - b) a seguito dell'aggregazione, la nuova impresa risulti servire un numero di punti di prelievo inferiore a detta soglia (CASO D).
- 7.12 Ai fini dell'individuazione dei meccanismi di promozione delle aggregazioni, l'individuazione delle suddette fattispecie è rilevante in quanto talune delle casistiche riportate sopra implicano che l'aggregazione avvenga tra imprese cui si applicano regimi tariffari differenti, ovvero a seguito dell'aggregazione all'impresa risultante dall'aggregazione si applichi un regime tariffario differente rispetto a quello ante fusione.
- 7.13 Tra i principi generali enunciati dall'Autorità in passato e ribaditi nel documento per la consultazione 580/2017/R/EEL vi è quello secondo cui, ai fini tariffari, i criteri di valutazione delle infrastrutture delle imprese risultanti dai processi di aggregazione, debbano fare riferimento al valore delle immobilizzazioni nette calcolato a partire dai costi storici lordi stratificati degli *asset* delle singole imprese interessate dall'aggregazione, come risultante dalle informazioni rese disponibili nell'ambito delle raccolte dati annuali effettuate ai fini degli aggiornamenti tariffari (RAB).
- 7.14 Tale principio garantisce che non si crei maggior valore della rete meramente imputabile a passaggi societari e che *asset* già parzialmente remunerati non vengano remunerati

nuovamente a seguito di fusioni societarie assicurando stabilità tariffaria per i clienti finali.

- 7.15 Sempre nel medesimo documento per la consultazione, l’Autorità ha peraltro enunciato come nei casi in cui non sia possibile ricorrere al valore RAB di un’impresa, come nel caso delle “RAB depresse”, il criterio alternativo della valutazione degli *asset* ai fini tariffari possa fare riferimento alla metodologia di riconoscimento dei costi alternativa a quella puntuale, vale a dire al valore del capitale investito implicitamente riconosciuto con la tariffa parametrica.
- 7.16 Nell’ambito del processo di consultazione, con riferimento ai casi in cui la RAB del cedente risulti incompleta, un soggetto ha proposto che gli incrementi patrimoniali siano integrati e riconosciuti all’operatore subentrante o sulla base di comunicazioni *ad hoc* ovvero sulla base di ricostruzioni a costo standard degli sviluppi di rete realizzati.
- 7.17 Sempre con riferimento al riconoscimento dei costi di capitale, un soggetto ha inoltre evidenziato l’opportunità di riconoscere ai soggetti risultanti da processi di concentrazione tra operatori di piccole dimensioni le efficienze derivanti dalle potenziali riduzioni del costo della provvista del capitale di debito, attraverso una maggiorazione del *debt risk premium* del WACC da applicarsi ai soggetti interessati da tali processi.
- 7.18 Con riferimento a possibili meccanismi di incentivo alle aggregazioni focalizzati sui costi operativi anziché di capitale, un soggetto ha proposto la non applicazione del *price cap* per tutto il periodo di regolazione alle imprese facenti parte dell’aggregazione.
- 7.19 Un soggetto ha ipotizzato un riconoscimento attraverso un *bonus* crescente a seconda del tipo di evento che si dovesse venire a verificare, prevedendo un *bonus* maggiore nel caso di raggiungimento di soglie dimensionali più elevate. Tale *bonus*, riconosciuto *una tantum*, verrebbe quantificato come un coefficiente di correzione applicato ai costi operativi di ogni singola impresa.
- 7.20 Infine, un soggetto ha evidenziato la necessità di promuovere forme di integrazione tra imprese anche differenti rispetto a fusioni e acquisizioni, quali i contratti di rete.

Possibili forme di aggregazione

- 7.21 Preliminarmente all’individuazione delle fattispecie di aggregazione, va precisato che l’Autorità, come in passato, intende privilegiare formule di aggregazione che comportino la riduzione strutturale del numero di concessionari esistenti, rispetto a soluzioni organizzative meno stabili o comunque potenzialmente transitorie quali, a titolo di esempio, i contratti di affitto dei rami d’azienda.
- 7.22 In analogia con la disciplina dei precedenti periodi, inoltre, l’Autorità intende prevedere proporzionate forme di disincentivo qualora le imprese beneficiarie dei meccanismi di promozione delle aggregazioni, ovvero gli aventi causa, siano oggetto di processi di disaggregazione dopo breve lasso temporale.
- 7.23 Oltre agli strumenti normalmente impiegati ai fini delle aggregazioni, quali contratti di cessione di rami d’azienda od operazioni di fusione societaria, l’Autorità, intende anche valutare la possibilità di ricorrere a ulteriori strumenti che siano in grado di realizzare forme di aggregazioni stabili. Ci si riferisce, in particolare allo strumento contrattuale,

di cui all'articolo 3, comma 4-ter del decreto-legge del 10 febbraio 2009 n. 5, denominato "contratto di rete". Si tratta di uno strumento molto flessibile riconducibile alla categoria dei contratti plurilaterali con comunione di scopo, utilizzabile dagli operatori economici al fine di accrescere, individualmente e collettivamente, la propria capacità innovativa e la propria competitività sul mercato. Con l'adesione a tale forma negoziale, le parti si impegnano a collaborare in forma organizzata, a scambiarsi informazioni e prestazioni, ad esercitare in comune una o più attività rientranti nell'oggetto della propria impresa. Non rientra, però, nel contenuto necessario del contratto di rete la costituzione di un soggetto giuridico distinto dai sottoscrittori. Le parti aderenti hanno, infatti, solo la facoltà, nell'ambito della cornice giuridica delineata dal legislatore, di costituire un soggetto giuridico autonomo, la c.d. Rete (art. 3, comma 4-quater).

7.24 La flessibilità che contraddistingue, pertanto, a livello normativo il contratto di rete, pur rendendo tale strumento aggregativo particolarmente duttile, connota al contempo di una certa indeterminatezza il futuro assetto caratterizzante tale forma di collaborazione, la cui specificazione è lasciata all'autonomia privata. Questo profilo di incertezza impone all'Autorità di sottoporre ad un'attenta verifica sia la specifica declinazione che le parti intendono imprimere a tale forma di collaborazione organizzata sia il concreto assetto di interessi che le parti intendono realizzare mediante il contratto di rete.

7.25 Alla luce di queste preliminari osservazioni, l'Autorità, pur manifestando un generale apprezzamento per il contratto di rete, al contempo, ritiene utile già in tale fase indicare alcuni elementi che saranno valutati come indici di stabilità e solidità del vincolo, tra cui:

- la creazione di una Rete dotata di soggettività giuridica autonoma cui le imprese aderenti conferiscono rispettivamente il proprio titolo concessorio in subconcessione mediante procedura concordata con il Ministero dello sviluppo economico per il corretto esercizio del servizio di distribuzione dell'energia elettrica;
- la predisposizione di un assetto organizzativo chiaro e trasparente, in particolare, nel riparto di competenze e di attività assegnate ai diversi organi della Rete e la definizione precisa degli obblighi e dei diritti spettanti alla Rete e alle singole imprese aderenti;
- l'individuazione di una soglia massima di utenti che complessivamente la Rete può gestire;
- l'introduzione di meccanismi finalizzati a depotenziare il rischio di disaggregazione;
- la previsione di ipotesi specifiche e circoscritte nelle quali le imprese aderenti possono esercitare la facoltà di recedere unilateralmente dal vincolo contrattuale chiarendo, al contempo, quali siano le conseguenze di un eventuale recesso anticipato dal contratto di rete, escludendo che si verifichino effetti per gli utenti serviti o che si generino oneri impropri sul servizio regolato;
- l'introduzione di appropriate garanzie volte ad assicurare il corretto adempimento degli obblighi derivanti dalla regolazione dell'Autorità in particolare, connessi alle

attività di raccolta dati strumentali alle determinazioni tariffarie, anche nel caso in cui una delle imprese aderenti decida di recedere;

- l'attribuzione alla Rete della responsabilità della gestione di tutti rapporti con l'Autorità ai fini tariffari e, più in generale ai fini regolatori.

7.26 Sulla base di tali indici, l'Autorità potrà valutare come sufficientemente affidabile e solido il vincolo contrattuale in concreto delineato dalle parti e riconoscere eventuali benefici derivanti da meccanismi di promozione delle aggregazioni una volta che la Rete abbia assunto una forma aggregativa stabile. Contestualmente, l'Autorità si riserva in relazione alla Rete - o alle successive forme soggettive che quest'ultima potrà assumere - di verificare la corretta applicazione degli obblighi derivanti dalla regolazione anche in riferimento agli obblighi previsti in materia di *unbundling*.

Proposte in relazione alla promozione delle aggregazioni

7.27 In coerenza con i principi generali enunciati nel documento 580/2017/R/EEL, l'Autorità in occasione di processi di aggregazione tra imprese è orientata a introdurre misure incentivanti con riferimento ai criteri di valutazione degli *asset* in modo da intervenire anche sulle complessità derivanti dalle cosiddette "RAB depresse".

7.28 Nel caso di imprese di grandi dimensioni l'Autorità ritiene che il criterio generale di valorizzazione degli *asset* da adottare anche nei processi di aggregazione sia quello della valutazione *RAB-based*. Pertanto, nel caso di aggregazioni tra due imprese in regime tariffario individuale (CASO A del paragrafo 7.11) gli *asset* dell'impresa risultante dopo l'operazione di aggregazione devono essere valutati sulla base del valore RAB degli stessi. Non sono ammesse deroghe a tale criterio, né con riferimento al servizio di distribuzione né con riferimento al servizio di misura dell'energia elettrica.

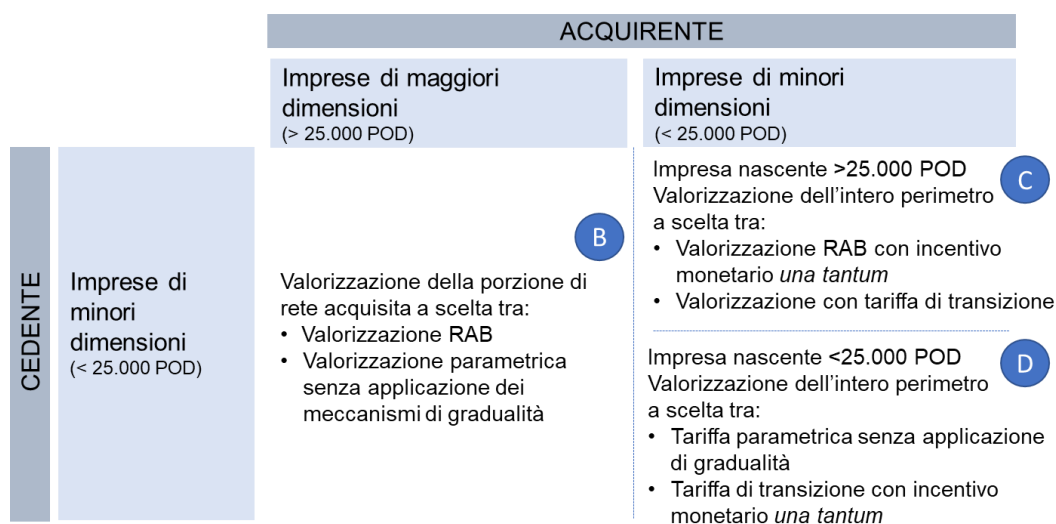
7.29 Anche nel caso di aggregazione tra un'impresa in regime puntuale e una o più imprese in regime parametrico (CASO B paragrafo 7.11), il perimetro d'impresa risultante dall'aggregazione dovrebbe di norma essere valutato sulla base del valore RAB delle imprese interessate dal processo di aggregazione. L'Autorità ritiene, tuttavia, che, per favorire i processi di aggregazione, tenuto anche conto delle osservazioni di alcuni *stakeholders* nelle precedenti consultazioni secondo cui, alcune imprese di minore dimensione, (ad esempio le gestioni comunali, ma non solo) possono presentare RAB non rappresentative dell'effettiva consistenza delle reti, ai fini della valorizzazione della rete dell'impresa/delle imprese di piccola dimensione, si possa far riferimento, in alternativa, al valore del capitale investito implicitamente riconosciuto con la tariffa parametrica (con specifico riferimento al servizio di distribuzione senza tenere conto del meccanismo di gradualità previsto transitoriamente ai sensi dell'articolo 6 della deliberazione 237/2018/R/EEL).

7.30 Nel caso di aggregazione tra due o più imprese in regime parametrico (CASO C paragrafo 7.11), che comporti la costituzione di un'impresa che serva un numero di punti di prelievo pari almeno a 25.000, l'Autorità è orientata a proporre che l'impresa risultante dall'aggregazione possa valorizzare il capitale investito relativo all'intero perimetro risultante dalla fusione facendo riferimento, alternativamente:

- a) al valore del capitale investito risultante dalle raccolte dati RAB delle imprese oggetto di fusione, prevedendo contestualmente l'erogazione di un incentivo

- monetario *una tantum* commisurato ai costi sostenuti nelle fasi iniziali dell'aggregazione con riferimento al processo di consolidamento e, comunque, non superiore al 30% della somma dei costi operativi riconosciuti nell'ultima tariffa antecedente alla variazione societaria a ciascuna impresa parte dell'aggregazione;
- b) al valore del capitale investito implicitamente riconosciuto con la tariffa di transizione per il servizio di distribuzione e con la tariffa parametrica per il servizio di misura.
- 7.31 Nel caso di aggregazione tra due o più imprese in regime parametrico (CASO D paragrafo 7.11), che comporti la costituzione di un'impresa che serva un numero di punti di prelievo inferiore a 25.000, l'Autorità intende proporre che l'impresa risultante, con riferimento agli *asset* relativi al servizio di distribuzione, possa valorizzare il capitale investito relativo all'intero perimetro risultante dalla fusione facendo riferimento, alternativamente:
- a) alla tariffa parametrica, anche in questo caso escludendo l'applicazione del meccanismo di gradualità con riferimento al servizio di distribuzione;
- b) alla tariffa di transizione prevista dall'articolo 6 della deliberazione 237/2018/R/EEL¹¹, prevedendo l'erogazione di un incentivo monetario *una tantum* commisurato ai costi sostenuti nelle fasi iniziali dell'aggregazione con riferimento al processo di consolidamento e, comunque, non superiore al 30% della somma dei costi operativi riconosciuti nell'ultima tariffa antecedente alla variazione societaria a ciascuna impresa parte dell'aggregazione.

Figura 7.1: Casistiche di aggregazione oggetto di incentivazione e relativi meccanismi di promozione delle aggregazioni



- 7.32 L'Autorità è orientata a prevedere che i suddetti criteri incentivanti possano trovare applicazione nel caso in cui le operazioni di aggregazione vengano perfezionate entro

¹¹ Nel caso di specie la tariffa d'impresa di cui all'articolo 6 della deliberazione 237/2018/R/EEL verrebbe calcolata come media ponderata delle tariffe d'impresa delle imprese che compongono l'aggregazione, ponderata sulla base dei punti di prelievo serviti da ciascuna impresa.

la fine dell'anno 2023, anno nel quale, peraltro, è prevista una revisione dei criteri di riconoscimento parametrico dei costi.

- 7.33 Inoltre, tenuto conto che criteri di promozione delle aggregazioni erano già previsti dalla deliberazione 654/2015/R/EEL fin dall'inizio del periodo di regolazione, ma subordinati alla definizione del quadro tariffario relativo alle imprese di minore dimensione definito solamente nell'anno 2018, l'Autorità ritiene che i meccanismi proposti possano trovare applicazione a partire dalle aggregazioni avvenute nell'anno 2018 riflesse nelle tariffe definitive relative all'anno 2019 oggetto di valorizzazione nei primi mesi dell'anno 2020.
- 7.34 In coerenza con quanto già annunciato nel documento per la consultazione 580/2017/R/EEL, qualora le imprese alle quali viene riconosciuto l'incentivo all'aggregazione siano oggetto di processi di disaggregazione nei cinque anni successivi saranno soggetti a meccanismi di restituzione dell'incentivo con applicazione degli interessi.
- 7.35 Di seguito, nel *box* sottostante, si riportano gli elementi di dettaglio utili a perfezionare la procedura con cui avviene la determinazione del capitale implicitamente riconosciuto con la tariffa parametrica e la relativa trasformazione in un cespite "pro-forma" ai fini del calcolo della tariffa individuale di riferimento dell'impresa risultante dall'aggregazione.
- 7.36 Al fine di tenere conto delle dismissioni di investimenti afferenti alla porzione di rete valorizzata tramite il cespite "pro-forma", l'Autorità propone di fare riferimento ad un tasso convenzionale pari allo 0,1% annuo. Tale quantificazione è già stata adottata nella definizione del vettore di degrado convenzionale del capitale riconosciuto parametricamente nell'ambito del regime tariffario individuale (cfr Appendice A2 della relazione AIR alla deliberazione ARG/elt 199/11).

Elementi di dettaglio ai fini della valorizzazione del capitale investito a seguito di processi di aggregazioni tra imprese

Il presente *box* riporta informazioni di dettaglio in relazione alla valorizzazione del capitale investito netto in occasione dei processi di aggregazione tra imprese che comportino l'applicazione, in esito al perfezionamento dell'aggregazione, del regime tariffario individuale.

Nei casi individuati con la lettera B nel precedente paragrafo 7.11, con riferimento al servizio di distribuzione, ai fini della determinazione del capitale investito implicitamente riconosciuto con la tariffa parametrica, da includere nella tariffa individuale di riferimento dell'impresa risultante dall'aggregazione, l'Autorità intende procedere come segue:

- a) valorizzazione del costo del capitale unitario di cui all'articolo 2 della deliberazione 237/2018/R/EEL, utilizzando le variabili di scala dell'impresa relative all'anno precedente all'aggregazione (nel caso in cui non fossero disponibili i dati necessari alla valorizzazione delle variabili densità e vetustà rilevanti ai fini della determinazione della tariffa parametrica, l'Autorità è intenzionata a proporre l'utilizzo di valori medi, rispettivamente pari a 44 e 0,5);

- b) determinazione del costo riconosciuto di capitale moltiplicando il valore individuato al precedente punto a) per il numero di punti di prelievo (al netto dei punti relativi all'illuminazione pubblica) oggetto di acquisizione;
- c) recepimento del valore di cui al precedente punto b) nella tariffa individuale definitiva dell'impresa acquirente relativa all'anno $t+1$ rispetto all'anno dell'aggregazione (anno t), mediante la determinazione di un cespite "pro-forma";
- d) ai fini di quanto previsto al precedente punto c), l'Autorità intende determinare convenzionalmente il valore di tale cespite "pro-forma" in modo tale che esso garantisca all'impresa acquirente nella tariffa dell'anno $t+1$ un rendimento tariffario (somma della remunerazione del capitale investito e dell'ammortamento) pari al valore di costo riconosciuto di cui al precedente punto b), facendo riferimento al valore del WACC rilevante ai fini della tariffa dell'anno $t+1$ (rispetto all'anno di aggregazione) ed assumendo una vita utile ai fini tariffari pari a 25 anni.

A titolo di esempio, nel caso di un'aggregazione che avviene nell'anno 2020, l'Autorità intende valorizzare con il criterio parametrico il costo del capitale unitario, facendo riferimento alle variabili relative all'anno 2019 (ultimo anno in cui le imprese hanno operato separatamente), e recepire il valore così determinato nelle tariffe definitive per l'anno 2021 (relative all'impresa acquirente), attraverso l'inclusione di un cespite "pro-forma", determinato sulla base di quanto sopra riportato.

Sempre con riferimento al servizio di distribuzione, nei casi di aggregazione individuati con la lettera C nel precedente paragrafo 7.11, ai fini della determinazione del capitale investito implicitamente riconosciuto con la tariffa di transizione si applica la medesima metodologia descritta in relazione al caso B sopra illustrato, tenendo conto del fatto che il costo riconosciuto di capitale è in questo caso determinato dalla media ponderata del costo riconosciuto di capitale calcolato con l'applicazione della tariffa parametrica (come descritto alla lettera b) del precedente elenco) e del costo riconosciuto di capitale calcolato tramite l'applicazione della tariffa d'impresa (come definita all'articolo 6 della deliberazione 237/2018/R/EEL). I pesi assegnati a ciascuna delle due componenti sono riportati all'articolo 6 della deliberazione 237/2018/R/EEL.

Con riferimento al servizio di misura, indipendentemente dalla dimensione dell'impresa acquirente, nei casi in cui in esito all'aggregazione sia prevista l'applicazione del regime tariffario individuale, ai fini della determinazione del capitale investito implicitamente riconosciuto tramite la tariffa parametrica, l'Autorità intende procedere come segue:

- a) valorizzazione del costo riconosciuto di capitale nella tariffa parametrica dell'anno $t+1$ rispetto all'anno di aggregazione (anno t), come determinata e aggiornata ai sensi dell'articolo 7 e dell'articolo 8 della deliberazione 237/2018/R/EEL;
- b) recepimento del valore di cui al precedente punto a) nella tariffa individuale definitiva dell'impresa acquirente relativa all'anno $t+1$, mediante la determinazione di un cespite "pro-forma", in analogia con quanto sopra riportato per il servizio di distribuzione;
- c) ai fini della determinazione del valore del cespite "pro-forma" di cui al precedente punto b), l'Autorità intende determinare convenzionalmente il valore di tale cespite "pro-forma" in modo tale che esso garantisca all'impresa acquirente nella tariffa dell'anno $t+1$ un rendimento tariffario (somma della remunerazione del capitale investito e dell'ammortamento) pari al valore di costo riconosciuto di cui al precedente punto a),

facendo riferimento al valore del WACC rilevante ai fini della tariffa dell'anno $t+1$ ed assumendo una vita utile residua pari alla vita utile media residua della stratificazione convenzionale determinata secondo le previsioni di cui all'articolo 7 della deliberazione 237/2018/R/EEL.

Spunti per la consultazione

- S5. Osservazioni relative ai criteri per la promozione delle aggregazioni tra imprese distributrici.*
- S6. Osservazioni riguardo al trattamento proposto nel caso di processi di disaggregazione di imprese che hanno goduto dell'incentivo.*

8. Proposte di semplificazione del meccanismo di riconoscimento della maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito

- 8.1 Con deliberazione 348/07, l'Autorità ha riconosciuto la maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito ad alcune tipologie di investimenti entrati in esercizio successivamente al 31 dicembre 2007 fino al 31 dicembre 2011 puntualmente elencati al comma 11.4 dell'Allegato A alla sopracitata deliberazione 348/07.
- 8.2 Con deliberazione ARG/elt 199/11, l'Autorità ha previsto una maggiorazione del tasso di remunerazione anche in relazione ad alcune tipologie di investimenti entrati in esercizio successivamente al 31 dicembre 2011 fino al 31 dicembre 2015 puntualmente elencati ai commi 12.4 e 12.5 dell'Allegato A alla sopracitata deliberazione ARG/elt 199/11.
- 8.3 Con deliberazione 654/2015/R/EEL, l'Autorità ha ritenuto di non rinnovare questa modalità di incentivazione degli investimenti, facendo salvi gli effetti di incentivazione per investimenti previsti nei precedenti periodi regolatori (articolo 13 del TIT).
- 8.4 Dal momento che tale tipologia di incentivazione non è stata rinnovata per il periodo regolatorio in corso e che gli importi erogati alle imprese per gli investimenti ammessi ai meccanismi sopra descritti risultano produrre un modesto impatto sui costi riconosciuti alle imprese distributrici, l'Autorità intende valutare la possibilità per le imprese interessate di richiedere il calcolo della maggior remunerazione spettante con riferimento all'intera durata residua dell'incentivazione ed a provvedere al riconoscimento in un'unica soluzione.
- 8.5 Al fine di procedere in tal senso, in sede di determinazione degli importi spettanti a ciascuna impresa distributtrice a titolo di maggiore remunerazione sugli investimenti oggetto di incentivo, l'Autorità è orientata ad utilizzare, quale tasso di attualizzazione, il costo del debito riconosciuto per il servizio elettrico, come determinato dal

TIWACC¹² ai fini del calcolo del tasso di remunerazione del capitale investito per il servizio di distribuzione di energia elettrica attualmente pari a 2,4%.

9. Contributi fissi per le variazioni di potenza richieste dai clienti domestici

Inquadramento

- 9.1 L'approvazione della delibera 782/2016/R/EEL ha reso effettive dal 2017, tramite modifiche e integrazioni del TIT e del TIC, le misure previste dal percorso di riforma della tariffa elettrica domestica (approvata con delibera 582/2015/R/EEL) e finalizzate ad offrire ai clienti domestici una maggiore libertà di scelta della propria potenza impegnata. Tali misure hanno previsto in particolare:
- a) un aumento della granularità dei valori di potenza impegnabile (ogni 0,5 kW fino a 6 kW e ogni 1 kW da 6 a 10 kW), effettivo dal 1 gennaio 2017;
 - b) una riduzione temporanea (per 24 mesi, dal 1 aprile 2017 al 31 marzo 2019) dei contributi economici richiesti al cliente per poter variare la propria potenza impegnata;
- 9.2 L'Autorità ha poi ritenuto opportuno, con deliberazione 27 dicembre 2018, 671/2018/R/EEL, rinviare la scadenza dell'agevolazione di cui al precedente punto 9.1 lettera b) dal 31 marzo al 31 dicembre 2019, alla luce dell'utilizzo ancora molto modesto delle opportunità offerte dalle suddette agevolazioni.

Utilizzo delle agevolazioni per le variazioni di potenza nel corso dei primi dodici mesi

- 9.3 Dopo i primi dodici mesi di applicazione delle agevolazioni sui contributi, la Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling* ha richiesto alle otto principali imprese di distribuzione (rappresentative del 98% del totale dei clienti domestici italiani) di fornire dati di dettaglio relativi alle richieste di variazione di potenza ricevute tra l'1 aprile 2017 e il 31 marzo 2018.
- 9.4 Nel corso del periodo considerato, le richieste registrate sono state quasi 154.000 (con una media di circa 13.000 al mese), con un picco di 15.000 nel mese di gennaio 2018; tali operazioni riguardano circa 152.000 clienti, pari a circa 1 ogni 200 clienti domestici serviti dalle medesime otto imprese; oltre 2.000 clienti hanno invece presentato due o più richieste. Rispetto al numero di analoghe richieste presentate prima dell'entrata in vigore delle agevolazioni, si registra un incremento medio del 4%, anche se tale valore risulta fortemente variabile da impresa a impresa.
- 9.5 Per quanto riguarda il segno e l'entità delle variazioni di potenza richieste, è innanzitutto importante rilevare la netta prevalenza degli aumenti rispetto alle riduzioni: 6 richieste su 7 sono per aumentare la potenza impegnata; analogo rapporto vale anche in termini

¹² Come già precisato, Allegato A alla deliberazione 2 dicembre 2015, 583/2015/R/COM, come successivamente modificato e integrato. In particolare, con deliberazione 639/2018/R/COM l'Autorità ha aggiornato il livello dei parametri base per il calcolo del WACC per il periodo 2019-2021.

di kW, poiché l'entità media di una riduzione è sostanzialmente pari in valore assoluto a quella di un incremento (2 kW). Complessivamente, dunque, la potenza impegnata totale è cresciuta in dodici mesi di oltre 200 MW; si tratta di un incremento significativo rispetto alla situazione di partenza del gruppo di punti di prelievo interessati (+41,8%), ma ancora impercettibile a livello nazionale, poiché pari a poco più dello 0,2% della potenza totale impegnata dal settore domestico italiano (93,3 GW).

- 9.6 In merito all'entità delle singole variazioni di potenza richieste dai clienti domestici analizzati, è interessante osservare che pochissime sono state le richieste di riduzione di 0,5 kW (ad esempio per passare da 3 a 2,5 kW), mentre quasi la metà del campione ha richiesto di aumentare la propria potenza impegnata di 1,5 kW e più del 20% di 3 kW (tipicamente da 3 a 6 kW).

Considerazioni e proposte

- 9.7 I dati raccolti finora inducono a ritenere che l'assunzione di consapevolezza da parte non solo dei clienti finali ma anche degli operatori (imprese distributrici e di vendita) in merito all'importanza delle tematiche legate all'impegno di potenza abbia richiesto, e stia ancora richiedendo, più tempo di quanto fosse stato inizialmente immaginato.
- 9.8 Si ritiene dunque importante valutare l'opportunità di prorogare ulteriormente, o di rendere strutturali, tutte o alcune delle agevolazioni introdotte nel 2017. Ci si riferisce in particolare ai seguenti quattro interventi:
- a) soppressione del contributo in quota fissa riconosciuto alle imprese di distribuzione a copertura di oneri amministrativi;
 - b) riduzione dell'entità del contributo in quota potenza applicato per kW di potenza impegnata addizionale, qualora il livello di potenza impegnata conseguente all'incremento non sia superiore a 6 kW;
 - c) non addebito del medesimo contributo in quota potenza, qualora la richiesta di aumento sia successiva ad una richiesta di riduzione della potenza, presentata in data non antecedente il 1 aprile 2017 dal medesimo cliente e con riferimento al medesimo punto di prelievo e qualora il livello di potenza impegnata conseguente all'incremento non sia superiore né a 6 kW né al livello precedente alla riduzione;
 - d) nel caso di richieste di riduzione di potenza, restituzione al cliente del contributo in quota potenza eventualmente addebitato per un precedente incremento di potenza nell'ambito del periodo di agevolazione.
- 9.9 Nel caso di proroga o di conferma dei meccanismi sopra esposti si rende necessario consolidare forme di perequazione con riferimento al mancato ricavo da parte delle imprese distributrici derivante dalla non applicazione ai clienti domestici dei contributi in quota fissa di cui al punto 9.8, lettera a).

Spunti per la consultazione

- S7.** *Si concorda con la proposta di prorogare ulteriormente il periodo di agevolazioni, ad esempio di ulteriori quattro anni?*
- S8.** *Si riterrebbe invece preferibile ridefinire tali agevolazioni in modo tale da renderle strutturali, riformulando il testo del TIC?*

S9. Quali strumenti informativi si suggeriscono per raggiungere la platea dei clienti domestici potenzialmente interessati?

10. Corrispettivi per l'energia reattiva per clienti in alta e altissima tensione

- 10.1 Con la deliberazione 654/2015/R/EEL l'Autorità ha disposto la revisione della regolazione tariffaria dei prelievi e delle immissioni di potenza ed energia reattiva nei punti di prelievo in alta tensione associabili ai clienti finali ed alle imprese distributrici, attraverso l'introduzione di corrispettivi unitari aderenti ai costi che tali prelievi e immissioni inducono sul sistema elettrico.
- 10.2 Con il documento per la consultazione 420/2016/R/EEL l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti in materia: sulla base di simulazioni effettuate da Terna, in collaborazione con il Politecnico di Milano, in relazione a condizioni di rete riferibili al 2014, l'Autorità ha prospettato ipotesi di corrispettivi unitari e nuove soglie del fattore di potenza, in coerenza con il mandato della delibera 654/2015/R/EEL.
- 10.3 In tale documento per la consultazione l'Autorità ha inoltre sottolineato la necessità di:
- a) regolare le immissioni di energia reattiva in rete da parte dei clienti finali in media e bassa tensione (attualmente sono regolati solamente i prelievi);
 - b) aggiornare i corrispettivi unitari relativi ai transiti di energia reattiva tra reti di distribuzione.
- 10.4 Successivamente alla pubblicazione del documento 420/2016/R/EEL e all'analisi dei contributi pervenuti, l'Autorità ha avviato diverse attività delle quali è opportuno tenere conto nella revisione dei corrispettivi unitari per l'energia reattiva AT:
- a) in relazione al mercato, appare opportuno tenere conto della revisione della regolazione del dispacciamento di cui alla delibera 300/2017/R/EEL, con la quale l'Autorità ha disposto una prima apertura del MSD tramite l'attivazione di progetti pilota che possono riguardare anche il servizio di regolazione di tensione, con remunerazione non ancora definita e con possibili ripercussioni sulla regolazione infrastrutturale; al riguardo è stato pubblicato il documento per la consultazione relativo al dispacciamento (*nuovo TIDE*)¹³;
 - b) in relazione a interventi infrastrutturali, con la delibera 699/2018/R/EEL l'Autorità ha introdotto un incentivo per gli sviluppi di rete finalizzati alla risoluzione dei vincoli di rete per regolazione di tensione.
- 10.5 Inoltre, nelle more della disponibilità di elementi utili alla regolazione, l'Autorità ha richiesto a Terna ulteriori approfondimenti quantitativi attraverso l'aggiornamento con i dati del 2018 dello studio sviluppato da Terna e dal Politecnico di Milano riferito al 2014.

¹³ Documento per la consultazione 322/2019/R/EEL

- 10.6 Le attività sopra menzionate hanno l'obiettivo principale di introdurre i nuovi corrispettivi per i prelievi e le immissioni di energia reattiva in alta tensione e le nuove soglie del fattore di potenza a decorrere dal 2020. Come già indicato nel documento 420/2016/R/EEL, l'Autorità conferma l'opportunità per Terna di adottare eventuali deroghe finalizzate all'ottimizzazione del funzionamento del sistema elettrico, anche in coerenza con il Codice di Rete e con la Norma CEI 0-16.

Spunti per la consultazione

S10. Considerazioni e commenti in merito al percorso delineato dall'Autorità finalizzato alla revisione dei corrispettivi unitari per i prelievi e le immissioni dell'energia reattiva AT.

11. Revisione dei criteri di allocazione dei costi e razionalizzazione della disciplina delle connessioni dei punti attivi e passivi

- 11.1 La deliberazione 654/2015/R/EEL aveva previsto interventi di razionalizzazione della disciplina in materia di connessione per punti attivi e passivi, nonché di revisione dei criteri di allocazione dei costi di rete tra le diverse tipologie di utenza.
- 11.2 Gli approfondimenti in tema di revisione dei criteri di allocazione dei costi tra le diverse tipologie di utenza fino ad ora condotti hanno manifestato la complessità della materia ed evidenziato la necessità di ulteriori analisi.
- 11.3 La complessità del tema deriva anche dal fatto che, a seguito della riforma della struttura dei corrispettivi tariffari a copertura degli oneri generali di sistema per i clienti non domestici attuata con la deliberazione 922/2017/R/EEL, le decisioni in materia di allocazione dei costi hanno effetti non trascurabili anche sull'allocazione degli oneri generali di sistema.
- 11.4 Il tema, inoltre, risulta avere riflessi anche sulla razionalizzazione complessiva della disciplina in materia di connessione per punti attivi e passivi.
- 11.5 Con deliberazione 758/2017/R/EEL l'Autorità ha riunito in un unico procedimento la razionalizzazione complessiva della disciplina in materia di connessione per punti attivi e passivi e la revisione dei criteri di allocazione dei costi di rete, e ha deciso di sottoporre il procedimento all'applicazione della metodologia AIR per gli aspetti più rilevanti.
- 11.6 Tenuto conto della complessità dei temi citati e della necessità di essere affrontate in modo pienamente e temporalmente coordinato, la loro trattazione è rimandata a separato documento di consultazione.
- 11.7 Nell'ambito della razionalizzazione della disciplina in materia di connessione verrà affrontato anche il tema dei corrispettivi di connessione per i soggetti richiedenti connessioni temporanee relative a spettacoli viaggianti, manifestazioni e feste patronali, popolari, politiche, religiose, sportive, teatrali, riprese cinematografiche, televisive e simili, comprese le richieste relative a connessioni temporanee destinate ad usi domestici, ad essi pertinenti che attualmente è soggetto ad un regime transitorio

introdotto dalle deliberazioni ARG/elt 67/10 ed esteso con deliberazione 294/2012/R/EEL ai soggetti richiedenti connessioni temporanee destinate ad usi domestici.

- 11.8 A tal proposito l'Autorità è orientata a prevedere che il suddetto regime transitorio, al momento esteso con deliberazione 882/2017/R/EEL fino a tutto l'anno 2019, sia prorogato fino alla revisione complessiva della disciplina relativa alle connessioni.

Spunti per la consultazione

- S11.** *Osservazioni relative alle previsioni relative alla revisione della disciplina in materia di connessione per punti attivi e passivi, nonché dei criteri di allocazione dei costi di rete tra le diverse tipologie di utenza.*
- S12.** *Osservazioni relative all'ipotesi di prorogare l'attuale regime transitorio, previsto dalla deliberazione ARG/elt 67/10, fino alla revisione complessiva della disciplina relativa alle connessioni.*

12. Ammodernamento delle colonne montanti

- 12.1 Con il documento per la consultazione 331/2018/R/EEL, l'Autorità ha prospettato un approccio regolatorio al tema dell'ammodernamento delle colonne montanti più vetuste, principalmente mirato alla rimozione degli ostacoli che possono frapporsi agli interventi delle imprese distributrici aventi tale finalità.
- 12.2 L'approccio regolatorio all'ammodernamento delle colonne montanti più vetuste presentato nel documento per la consultazione 331/2018/R/EEL si fonda su due preliminari costatazioni:
- a) gli interventi di ammodernamento delle colonne montanti rientrano tra le attività di manutenzione e sviluppo della rete che l'impresa distributtrice è tenuta a svolgere nell'ambito dell'erogazione del servizio di distribuzione: pertanto l'impresa distributtrice è tenuta a sostenere gli oneri non solo delle opere elettriche ma anche delle opere edili strumentali all'ammodernamento (scavi e manufatti), anche se tali opere edili intervengono all'interno di una proprietà privata;
 - b) la normativa in materia di condominio attribuisce all'assemblea dei condòmini e all'amministratore condominiale una responsabilità in caso di interventi sulle parti comuni, volti a migliorare il godimento delle cose comuni o a mettere tali cose comuni in sicurezza, o a rimuovere possibili situazioni di pericolo: ne segue un generale obbligo di collaborazione in capo al condominio nei confronti dell'impresa distributtrice rispetto agli interventi di ammodernamento di porzioni vetuste di impianti, incidenti anche su parti comuni dello stabile, e volti a garantire l'efficiente ed efficace erogazione del servizio di distribuzione dell'energia elettrica in condizioni di sicurezza.

- 12.3 A seguito delle osservazioni pervenute nel documento per la consultazione 331/2018/R/EEL è emersa una sostanziale condivisione degli orientamenti formulati dall’Autorità, con particolare riferimento a
- a) ricomprensione degli interventi di ammodernamento delle colonne montanti esistenti tra le attività di manutenzione e sviluppo spettanti all’impresa distributrice;
 - b) introduzione di costi unitari massimi, differenziati per livello di pregio delle finiture edili; a tale scopo le imprese distributrici hanno fornito elementi di costo differenziati per livello di pregio delle finiture edili utili alla determinazione dei costi unitari massimi connessi all’ammodernamento delle colonne montanti, sia per le opere edili che, in caso di centralizzazione dei misuratori, anche per le opere elettriche.
- 12.4 Un aspetto qualificante delle proposte avanzate con il documento di consultazione 331/2018/R/EEL è la possibilità che le opere edili connesse alla bonifica delle colonne montanti possano essere svolte a cura del condominio, nell’ambito di un accordo con l’impresa distributrice. Anche tale aspetto ha riscosso ampia condivisione dei soggetti intervenuti nella consultazione.
- 12.5 A seguito di incontri tecnici con le imprese distributrici e le loro associazioni, è stata sviluppata una ipotesi completa di regolazione sperimentale, coerente con gli orientamenti indicati nel documento di consultazione 331/2018/R/EEL e le osservazioni pervenute. Tale ipotesi viene presentata in forma di schema di provvedimento nell’Appendice B, allo scopo di permettere a tutti i soggetti interessati di formulare osservazioni prima dell’entrata in vigore, prevista per il 1 gennaio 2020.
- 12.6 L’ipotesi di regolazione sperimentale presentata nell’Appendice B ha una natura temporanea di durata almeno biennale, i cui esiti potranno fornire elementi utili al consolidamento e affinamento e messa a regime della regolazione medesima.
- 12.7 In particolare, nell’ipotesi di regolazione sperimentale presentata nell’Appendice B si prevede che, entro il termine della regolazione sperimentale, le imprese distributrici debbano completare un censimento delle colonne montanti vetuste. Per tali attività è previsto un contributo forfetario alla spesa, di 20 euro per colonna montante censita; inoltre, è previsto che le imprese distributrici che effettuano il censimento possano avvalersi di un nuovo cespite, con tempo di ammortamento pari a 15 anni, cui attribuire i costi relativi alle opere edili effettuate dai condomini.
- 12.8 Tra i costi riconosciuti per l’ammodernamento delle colonne montanti vetuste, anche nei casi di centralizzazione dei misuratori, non possono essere ricompresi costi relativi a qualsiasi altro servizio che non sia riconducibile alla disciplina di cui alla presente sperimentazione. E’ comunque previsto un set di obblighi informativi in capo alle imprese distributrici nei confronti degli amministratori di condominio, nonché una forma di trasparenza dei piani di bonifica in modo da permettere ad altre imprese interessate (per esempio alla posa di impianti di cablaggio come previsto dall’articolo

6-ter, comma 2, della legge 11 novembre 2014, n. 164¹⁴) di poter coordinare i propri lavori con quelli di rifacimento delle colonne montanti elettriche, sempre con il consenso del condominio.

- 12.9 Sono inoltre previsti obblighi, in capo al condominio, di predisposizione della documentazione necessaria ad ottenere il contributo economico, sottoscritta dal Direttore dei lavori del condominio, nonché una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà, ai sensi del dPR 445/2000, da parte dell'amministratore di condominio, circa il livello di pregio della finitura da ripristinare.

Spunti per la consultazione

S13. Osservazioni in merito allo schema di provvedimento riportato nell'Appendice B, sia di carattere puntuale che generale.

S14. Quale durata della regolazione sperimentale si ritiene preferibile, due o tre anni? Motivare le risposte.

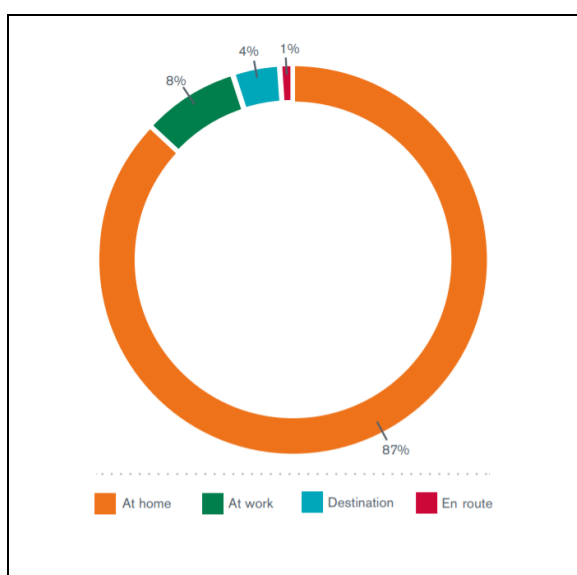
¹⁴ Tale norma, che dispone l'aggiunta dell'Articolo 135-bis. "Norme per l'infrastrutturazione digitale degli edifici" al Testo Unico sull'edilizia (DPR 380/2001), prevede che in occasione di ristrutturazioni di rilievo, i condomini sono obbligati a realizzare l'infrastruttura a banda larga sui tratti verticali e che tale infrastruttura "centralizzata" deve essere a disposizione dei diversi *provider* di servizi di telecomunicazione

PARTE IV –LA RICARICA DEI VEICOLI ELETTRICI

13. Inquadramento generale

- 13.1 I veicoli elettrici possono essere ricaricati o in luoghi accessibili al pubblico o in luoghi privati. In entrambi i casi ciò può avvenire da punti di prelievo non dedicati in via esclusiva al solo servizio di ricarica. In termini di energia, tutta la letteratura è concorde nel riscontrare una larghissima maggioranza dell'energia ricaricata in luoghi privati rispetto a quella ricaricata in luoghi pubblici (Figura 13.1). Ciò è dovuto sia agli orari tipici di utilizzo e non-utilizzo dei veicoli, sia al chiaro differenziale di prezzo tra la più economica ricarica domestica e la più costosa (e normalmente anche più rapida) ricarica in luoghi accessibili al pubblico.

Figura 13.1 Ripartizione percentuale dell'energia ricaricata sui veicoli nelle diverse situazioni



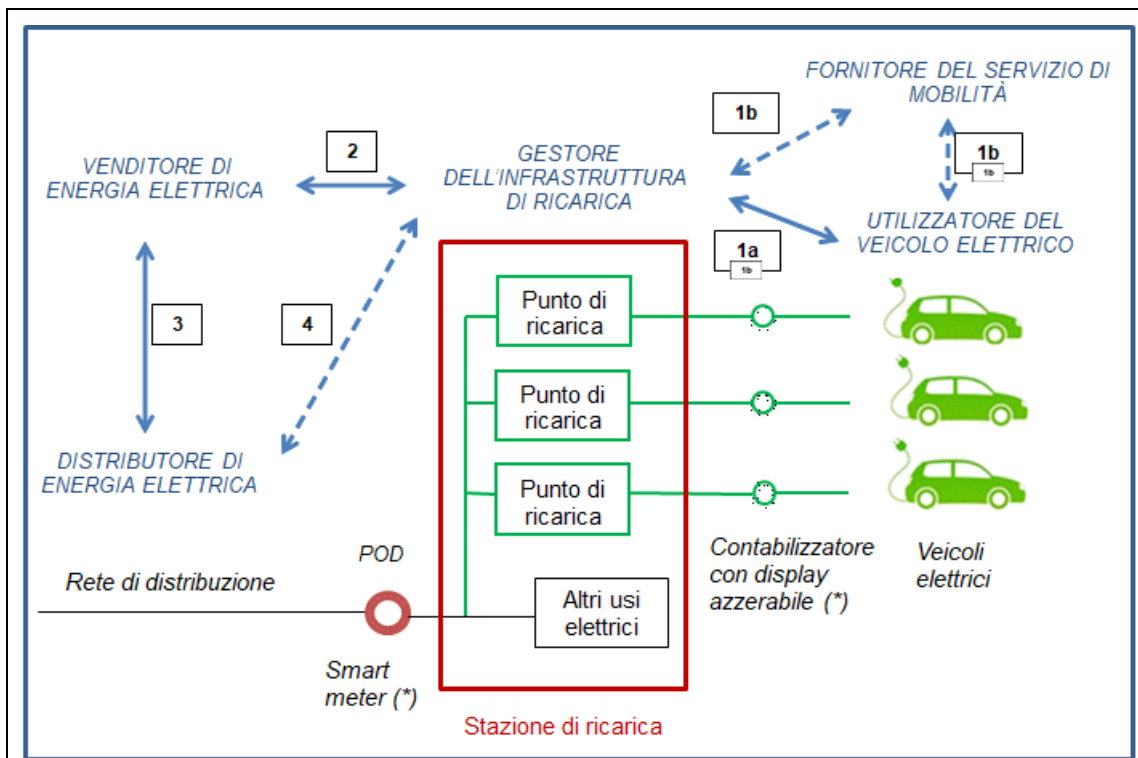
Fonte: Ofgem, *Future Insights Paper 5 - Implications of the transition to electric vehicles*, 23 July 2018 www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/ofgem-s-future-insights-paper-5-implications-transition-electric-vehicles

- 13.2 La direttiva 2014/94/UE indica che lo sviluppo e il funzionamento dei punti di ricarica dei veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico “*dovrebbero essere ispirati ai principi di un mercato concorrenziale con accesso aperto a tutte le parti interessate nello sviluppo ovvero nell'esercizio delle infrastrutture di ricarica*”. Inoltre, è previsto che i gestori dei sistemi di distribuzione “*dovrebbero cooperare in modo non discriminatorio con qualsiasi altro proprietario o operatore di punti di ricarica*”. La recente direttiva (EU) 2019/944, infine, esplicita che i gestori dei sistemi di distribuzione “*non possono possedere, sviluppare, gestire o esercitare punti di ricarica per i veicoli elettrici, ad eccezione dei casi in cui i gestori dei sistemi di distribuzione possiedono punti di ricarica privati esclusivamente per uso proprio*” e stabilisce

condizioni tassative per eventuali deroghe a tale principio, che devono essere autorizzate dall’Autorità di regolazione.

- 13.3 L’articolo 4 del decreto legislativo 16 dicembre 2016, n. 257/2016, oltre a recepire integralmente le disposizioni della Direttiva 2014/94/EU, ha introdotto la disposizione per cui “*gli operatori dei punti di ricarica accessibili al pubblico sono considerati, ai fini dell’applicazione del decreto legislativo 26 ottobre 1995, n. 504, consumatori finali dell’energia elettrica utilizzata per la ricarica degli accumulatori dei veicoli a trazione elettrica presso infrastrutture pubbliche, aperte al pubblico ovvero di pertinenza di enti o di aziende per i propri dipendenti*”. Tenendo conto che il pagamento delle accise identifica il cliente finale per tutta l’energia prelevata, e che i punti di ricarica possono essere sottesi a punti di prelievo non dedicati, lo schema seguente (Figura 13.2) fornisce una descrizione dei ruoli dei diversi soggetti che intervengono per l’erogazione del servizio di ricarica dei veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico. Tale servizio non ricade nella giurisdizione regolatoria di ARERA.
- 13.4 Limitatamente ai punti di prelievo dedicati *esclusivamente* alla ricarica di veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico, dal 2010 l’Autorità ha introdotto (con la deliberazione ARG/elt 242/10) una tariffa per le componenti amministrative dedicata, denominata BTVE, caratterizzata da una struttura monomia in energia: servizi di rete e oneri generali di sistema vengono dunque fatturati solo in funzione del volume di energia prelevata, senza applicazione di alcuna componente fissa annua. Ciò permette di ridurre l’imposizione di costi fissi sul prezzo finale dell’energia pagato dal gestore dell’infrastruttura di ricarica (in qualità di cliente finale) nelle prime fasi di avvio dei punti di ricarica (maggiori dettagli vengono forniti nel successivo Capitolo 14).

Figura 13.2: Schematizzazione dei rapporti contrattuali tra i diversi interlocutori



Legenda

1. Automobilista elettrico – Gestore infrastruttura di ricarica, direttamente (1a) o indirettamente (1b) tramite *Mobility Service Provider* (Fornitori di servizi per la mobilità).
2. Gestore infrastruttura di ricarica – Venditore di energia elettrica.
3. Venditore energia elettrica – Distributore di energia elettrica.
4. Distributore di energia elettrica – Gestore infrastruttura di ricarica (solo per il servizio di connessione).

13.5 Per la ricarica in luoghi privati, al momento non sussiste una specifica regolazione¹⁵. Si deve in ogni caso osservare come la riforma della struttura tariffaria per clienti domestici, avviata con deliberazione 582/2015/R/EEL, abbia comportato una riduzione significativa (tra il 30% e il 50%) dei costi energetici per la ricarica presso le abitazioni. Più complessa rimane, invece, la situazione relativa alle ricariche che possano avvenire presso punti di prelievo dedicati esclusivamente alla ricarica individuale in ambito privato (es. box o posti auto non collegabili all'impianto elettrico dell'abitazione),

¹⁵ Se non la possibilità di richiedere l'apertura di un secondo punto di prelievo, dedicato alla ricarica, all'interno di una medesima unità immobiliare domestica; l'effettiva utilità di tale previsione è tuttavia ormai residuale, a seguito della forte riduzione dei costi di ricarica domestica conseguenti al superamento della struttura progressiva delle tariffe. I vincoli di natura impiantistica sono legati soprattutto alla posizione del contatore e quindi l'aspetto "residuale", relativo ai proprietari di veicoli elettrici con box/garage non connettabile al contatore dell'abitazione, per esempio perché i contatori non sono centralizzati, si interseca con l'iniziativa regolatoria in tema di ammodernamento delle colonne montanti.

poiché in tali casi sul costo medio del servizio risultano incidere in maniera significativa le quote fisse tipiche delle tariffe applicabili a clienti non domestici.

- 13.6 Ancora poco sviluppato ma meritevole di particolare attenzione è poi il contesto della ricarica “privata collettiva”, cioè di quelle opportunità di offrire il servizio di ricarica in luoghi non accessibili al pubblico ma in ogni caso ad una molteplicità di utenti; si pensi ad esempio a punti di ricarica messi a disposizione di tutti gli abitanti di un condominio, dei dipendenti di un’azienda o di una flotta di veicoli aziendali di servizio. Questo tipo di applicazioni potrebbe essere in grado di offrire sia costi di ricarica contenuti (poiché i costi fissi verrebbero suddivisi tra una molteplicità di utenze) sia buone opportunità per l’alimentazione in autoconsumo da impianti di generazione a fonti rinnovabili e per l’eventuale offerta di servizi di dispacciamento (ad esempio tramite applicazioni di *vehicle to grid*).
- 13.7 In un contesto in cui è estremamente difficile elaborare previsioni affidabili in merito a quale sarà lo sviluppo tecnologico e di mercato dei veicoli elettrici, l’attenzione del Regolatore deve essere concentrata nel combinare strumenti tariffari in grado di supportare efficacemente lo sviluppo della mobilità elettrica (che la bozza di Piano Nazionale Integrato Energia-Clima, recentemente elaborata dal Governo, auspica essere molto intenso nei prossimi anni) con l’esigenza di evitare la proliferazione di punti di prelievo dedicati, realizzati per alimentare infrastrutture di ricarica che potrebbero richiedere investimenti di rete non efficienti e che rischiano di diventare velocemente obsolete dal punto di vista tecnologico.
- 13.8 In altre parole, valutazioni relative all’opportunità di promuovere interventi tariffari “non neutrali” dal punto di vista tecnologico (cioè, che favoriscano lo sviluppo della mobilità elettrica, come misura attuativa del PNIEC) devono considerare con attenzione quali ne potrebbero essere gli effetti per i consumatori e per il sistema elettrico sul medio-lungo periodo. A tale proposito numerose analisi sono state compiute anche in altri paesi europei, evidenziando preoccupazioni anche per gli impatti che la diffusione delle infrastrutture di ricarica potrà avere sulla stabilità e sull’adeguatezza delle reti elettriche locali¹⁶.
- 13.9 La presente consultazione nasce dunque con il principale obiettivo di prospettare eventuali evoluzioni della disciplina tariffaria vigente, in grado di superare possibili attuali ostacoli alla diffusione della mobilità elettrica, anche attraverso soluzioni innovative rispetto al passato. Coerentemente con quanto già esposto nei punti precedenti, tali evoluzioni tariffarie dovranno essere concepite in modo tale da:

¹⁶ Nel documento Ofgem già menzionato in didascalia alla Figura 15.1 si legge: “*Vehicle range is rapidly improving, and the charging infrastructure required for today’s EVs is unlikely to be the same in even a few years’ time. This poses a challenge. In the short term, rolling out infrastructure ahead of need would promote decarbonisation by potentially accelerating EV uptake, but might lead to underutilised assets in the future, and higher costs for consumers. There are also considerations about how to future-proof investment needed today. There is a risk that today’s infrastructure will not be designed with bi-directional charging capabilities, or automation in mind. As (or if) these technologies progress, this may also lead to costs associated with retrofitting, or asset stranding.*” (fonte: Ofgem, *Implications of the transition to electric vehicles, Future Insights Paper 5*).

- evitare l'introduzione di distorsioni al principio generale di aderenza delle tariffe ai costi dei servizi;
- non indurre una crescita ingiustificata e inefficiente dei costi per servizi di rete;
- stimolare il ricorso ad approcci efficienti e il più possibile «tecnologicamente neutrali»;
- limitare il rischio che possano insorgere abusi e conseguenti costi amministrativi per attività di controllo.

13.10 I successivi capitoli 14 e 15 sono, dunque, dedicati a presentare alcune ipotesi di lavoro inerenti tali possibili evoluzioni della disciplina tariffaria evidenziando, per ciascuna di esse, ciò che più la caratterizza con riferimento ai quattro criteri appena elencati. È dunque auspicabile che anche eventuali ulteriori ipotesi di lavoro avanzate dagli *stakeholders*, in risposta alla presente consultazione, vengano illustrate e analizzate con riferimento a questi stessi criteri.

14. Ricarica dei veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico

Inquadramento

- 14.1 La già menzionata tariffa “monomia” BTVE, dedicata ai punti di prelievo esclusivamente utilizzati per alimentare punti di ricarica in luoghi accessibili al pubblico, è stata originariamente introdotta (nel 2010) come misura atta ad agevolare lo sviluppo delle infrastrutture di ricarica del Paese in una fase di primissimo avvio (2010), e successivamente confermata, per tutti i livelli di potenza in BT, e comunque su richiesta del cliente finale, per il semiperiodo 2016-19.¹⁷
- 14.2 Alcuni *stakeholder* della mobilità elettrica hanno recentemente formulato ad ARERA proposte di interventi regolatori tesi a mantenere la tariffa BTVE anche nel corso della seconda parte del presente periodo regolatorio (2020-23), nonché ad abbassarne il corrispettivo e ad estenderne l'applicabilità anche alle connessioni in media tensione, per tenere conto del crescente sviluppo di punti di ricarica veloce (già con 6 prese da 22 kW o con 2 o più prese da 50 kW si può avere la necessità di una connessione in MT).
- 14.3 A tale proposito è interessante rilevare che, in base alle statistiche che è stato finora possibile raccogliere in merito all'utilizzo della tariffa BTVE (aggiornate al 2017), i POD interessati dalla BTVE risultavano essere meno di 1.000, con consumi complessivi non superiori a 1,5 GWh, una potenza media inferiore a 20 kW/punto e un valore medio, tra i diversi distributori, del consumo medio annuo inferiore a 3.000 kWh/anno/punto. A fronte di questi dati medi la tariffa BTVE, monomia in energia, sta già consentendo risparmi importanti sulla “spesa tariffaria” (servizi di rete e oneri generali di sistema) per tutti i punti di prelievo dedicati esclusivamente alla ricarica elettrica in luoghi accessibili al pubblico, che mostrino un “utilizzo equivalente” non superiore a 500-600 ore/anno; questa “soglia di *break-even*” tra tariffa trinomia BTAU e tariffa monomia BTVE, espressa in termini di energia prelevata annualmente, cresce con la potenza

¹⁷ Si veda la motivazione della deliberazione 654/2015/R/EEL, in particolare pagg. 26-27 e 38-39.

impegnata: il punto di equilibrio di spesa tariffaria tra tariffa monomia BTVE e tariffa trinomia BTAU è pari a: 1.900 kWh/anno per punti da 3 kW; 11.300 kWh/anno per punti da 22 kW; 25.200 kWh per punti da 50 kW (ai valori del II trimestre 2019).

- 14.4 Le statistiche sopra menzionate in merito ai volumi di energia effettivamente prelevati fino al 2017 indurrebbero dunque a ritenere che l'attuale tariffa BTVE (circa 18 c€/kWh per servizi di rete e oneri di sistema, indipendente dalla potenza impegnata e senza applicazione di alcuna quota fissa annua) stia già garantendo un sostegno economico importante per lo sviluppo iniziale della mobilità elettrica; se anche si ipotizza che il volume di energia ricaricata attraverso punti dedicati aumenti a breve, la tariffa trinomia BTAU comporterebbe, in ogni caso, costi medi ben maggiori: ad esempio, con la tariffa BTAU la spesa tariffaria unitaria sarebbe di 25 c€/kWh (+39% rispetto alla BTVE) solo per punti che consumino almeno 7.000 kWh/anno per colonnine da 22 kW, oppure che consumino almeno 16.000 kWh/anno per colonnine da 50 kW (ipotizzando la potenza impegnata del punto di prelievo dedicato pari alla potenza nominale del punto di ricarica).
- 14.5 Come già chiarito nell'ambito della scheda tecnica pubblicata da ARERA sul proprio sito internet a luglio 2018 in merito ai costi del servizio di ricarica¹⁸, l'apertura di un nuovo POD dedicato esclusivamente alla ricarica di veicoli elettrici non costituisce l'unica possibile soluzione per offrire questo servizio al pubblico; punti di ricarica accessibili al pubblico possono, infatti, essere realizzati anche attraverso estensioni di impianti elettrici già esistenti, di proprietà di esercizi commerciali di varia natura (hotel, centri commerciali, porti, aeroporti, centri uffici, autofficine, parcheggi pubblici, stazioni di servizio, ecc.). I punti di ricarica, di per sé, non identificano necessariamente una unità di consumo: pertanto, qualora l'infrastruttura di ricarica non sia realizzata su un'unità immobiliare dedicata ma utilizzi una unità immobiliare cui è già associata un'utenza elettrica, essa può essere parte integrante di un'altra unità di consumo dotata di un proprio POD¹⁹. E' possibile che l'impiego di punti di prelievo esistenti comporti maggiori "complessità commerciali", qualora ad esempio il gestore del punto di ricarica (*charging point operator, CPO*) non coincida con il titolare del preesistente punto di prelievo: in tali situazioni il CPO non è un "cliente nascosto" se utilizza per lo stallo uno spazio, di proprietà del titolare, all'interno della unità immobiliare; e quindi sarebbe necessario stipulare tra le due parti coinvolte contratti atti a regolare la ripartizione dei costi dello spazio utilizzato e dell'energia.
- 14.6 Ovunque sia applicabile, sottendere infrastrutture di ricarica a punti di prelievo esistenti offre, rispetto all'alternativa di attivare un nuovo POD dedicato esclusivamente alla ricarica, numerosi vantaggi sia per il CPO sia per il sistema elettrico nel suo complesso:
- a) un'incidenza molto minore della spesa per tariffe di rete e per oneri generali di sistema sul costo medio del kWh ricaricato, poiché le quote tariffarie fisse

¹⁸ Si vedano le considerazioni conclusive inserite nella scheda tecnica pubblicata da ARERA in merito ai costi del servizio di ricarica (https://www.arera.it/allegati/eletricita/schede/TariffePrezziRicariche_st.pdf), scaricabile dalla pagina del sito ARERA dedicata alla mobilità elettrica www.arera.it/it/eletricita/veicoli_ele.htm.

¹⁹ In relazione all'individuazione delle unità di consumo, si veda la definizione di cui al TISSPC e le relative FAQ (https://www.arera.it/it/schede/O/faq-tisspc_faq.htm).

- (€/punto/anno e €/kW/anno) vengono ripartite su un volume di energia molto maggiore di quello strettamente necessario per la sola ricarica dei veicoli elettrici;
- b) la possibilità di evitare, in tutto o in parte, il pagamento di ulteriori contributi di connessione alla rete elettrica BT, comunque dovuti quando si realizza un punto nuovo;
 - c) possibili minori impatti sulle reti elettriche locali (e dunque un minore bisogno di nuovi investimenti di rete da parte del distributore locale, remunerati attraverso i meccanismi tariffari ordinari), grazie alla possibilità per il CPO di adottare soluzioni di *demand response* che aiutino ad “appiattare” la curva di carico complessiva del POD, smorzando i picchi di potenza prelevata richiesta solo durante le fasi di ricarica;
 - d) maggiori opportunità di utilizzare per le ricariche energia elettrica autoprodotta in sito da impianti cogenerativi o alimentati da fonti rinnovabili;
 - e) l’eliminazione all’origine dei costi amministrativi che deriverebbero dalla necessità di verificare (tipicamente tramite ispezioni a campione) l’effettivo rispetto del requisito di applicabilità della BTVE, ovvero l’uso *esclusivo* del POD a fini di ricarica di veicoli elettrici.
- 14.7 In sintesi, i vantaggi sopra elencati potrebbero consentire al CPO di ridurre la propria spesa legata all’approvvigionamento di energia per il funzionamento del punto di ricarica e dunque di offrire al pubblico il servizio di ricarica a prezzi inferiori di quelli, meno facilmente comprimibili, associati all’utilizzo di un punto di prelievo dedicato.
- 14.8 Inoltre, con riferimento all’ipotesi di definire la tariffa BTVE sulla base di corrispettivi ancora inferiori agli attuali (che portino cioè al *break-even* con la BTAU per un numero di ore equivalenti di utilizzo maggiore dell’attuale), sarebbe opportuno che questa fosse eventualmente considerata in relazione a prelievi che comportino minori costi di rete, e solo laddove vengano rispettati alcuni requisiti minimi, da definire con particolare riferimento all’adozione di approcci tecnici e/o tecnologie automatiche per il controllo dei carichi (*smart charging*²⁰).
- 14.9 Per comprendere l’origine di tale valutazione, si consideri come le conseguenze negative potenzialmente derivanti dall’applicazione di ulteriori benefici sulla spesa tariffaria per i punti di prelievo esclusivamente dedicati alla ricarica in luoghi accessibili al pubblico non consisterebbero nell’eventuale perdita di gettito tariffario (considerato il volume di energia prelevata per ora quasi irrisorio per il sistema elettrico nazionale), quanto piuttosto nei rischi di proliferazione di punti di prelievo caratterizzati da una fortissima variabilità temporale dei prelievi, cioè con curve di carico nelle quali spiccano brevi periodi con prelievi di potenza cospicui (50-100 kW) inframmezzati da periodi a anche lunghi a prelievo nullo. Nel giro di pochi anni, ciò potrebbe indurre le imprese di distribuzione a compiere ingenti investimenti per il potenziamento delle reti locali, a fronte di una crescita modesta dei prelievi di energia²¹; l’ammortamento di tali

²⁰ Sul tema *smart charging* si segnala questo rapporto: IRENA, Smart Charging for Electric Vehicles, Innovation Outlook, 2019, www.irena.org/publications/2019/May/Innovation-Outlook-Smart-Charging

²¹ Da uno studio realizzato nel 2018 da McKinsey sul caso tedesco dal titolo “*The potential impact of electric vehicles on global energy systems*” (www.mckinsey.com/industries/automotive-and-assembly/our-insights/the-

investimenti peserebbe quindi sulle tariffe di rete per molti anni con conseguenze non trascurabili sulle quote fisse delle bollette pagate dai consumatori.

- 14.10 Nel seguito vengono illustrate quattro ipotesi di evoluzione della tariffa BTVE, sviluppate sulla base delle considerazioni appena esposte, sulle quali l’Autorità intende approfondire le opinioni degli *stakeholder* attraverso la presente consultazione prima di adottare provvedimenti in materia, anche riservandosi ulteriori modalità di confronto, quali *focus group* e incontri tecnici. Un aspetto che merita particolare attenzione è quello relativo ai controlli necessari a garantire che non vi siano abusi nell’utilizzo della tariffa BTVE.

Ipotesi di lavoro n.1 – Obbligo d’adozione di sistemi automatici di controllo dei carichi

- 14.11 Dal 2012 a oggi, la tariffa BTVE è stata concessa a chiunque ne facesse richiesta, sotto la sola condizione che fosse applicata ad un punto di prelievo dedicato alla sola ricarica. Ora si ritiene che, a fronte dell’opportunità di utilizzare una struttura tariffaria particolarmente favorevole, sia opportuno prevedere il rispetto di alcuni requisiti minimi relativi all’infrastruttura di ricarica sottesi ai punti di prelievo a cui viene applicata la tariffa BTVE, con la finalità di contenere i potenziali impatti negativi sulla rete elettrica a cui la stazione di ricarica viene connessa.
- 14.12 A tal fine, si potrebbe ad esempio definire un tetto massimo alla potenza elettrica della connessione che può essere impegnata dal titolare di un punto di prelievo a cui venga applicata la tariffa BTVE: tale tetto massimo verrebbe determinato decurtando di una percentuale fissa (ad esempio, il 30% - 40%) la somma delle potenze nominali dei diversi punti di ricarica sottesi al medesimo POD. Ad esempio, a fronte di un progetto per stazione di ricarica composta da 4 prese da 22 kW ciascuna, la tariffa BTVE potrebbe venire applicata solo qualora queste fossero alimentate da un POD connesso alla rete elettrica con una potenza disponibile massima di 53 kW (pari al 60% di 88 kW); in tal modo, qualora vengano usate contemporaneamente solo 2 prese, la ricarica potrebbe avvenire effettivamente a 22 kW mentre, se ne venissero usate contemporaneamente 3 o 4, a ciascuna dovrebbero venire erogate potenze ridotte rispettivamente a circa 17 kW o a 13 kW²².
- 14.13 Grazie all’obbligo di automazione dei punti di ricarica, questo tipo di approccio consentirebbe di contenere gli incrementi dei costi di rete anche a fronte di una futura accelerazione nella diffusione della mobilità elettrica. A fronte di questo indubbio vantaggio verrebbero tuttavia introdotti maggiori oneri di verifica sia *ex-ante* (per determinare il tetto di potenza disponibile, che però potrebbero rientrare nei costi del

[potential-impact-of-electric-vehicles-on-global-energy-systems](#)), si segnalano queste conclusioni: “*Electric vehicles are unlikely to create a power-demand crisis but could reshape the load curve. [...] While the uptake in EV sales is unlikely to cause a significant increase in total power demand, it will likely reshape the electricity load curve. The most pronounced effect will be an increase in evening peak loads, as people plug in their EVs when they return home from work or after completing the day’s errands.*”

²² A meno che la stazione di ricarica non venga equipaggiata con un sistema di accumulo in grado di operare il *peak shaving* necessario a mantenere inalterata la velocità di ricarica di tutte le auto senza superare il limite massimo di potenza prelevata dalla rete.

sopralluogo di preventivazione), sia *ex-post* (per verificare che la stazione di ricarica effettivamente realizzata coincida col progetto presentato in fase di richiesta di connessione e che non vengano connessi carichi elettrici diversi da quelli per la ricarica dei veicoli elettrici).

Ipotesi di lavoro n.2 – Tariffa “time-of-use”

- 14.14 A fronte dell’ipotesi di introdurre un nuovo requisito tecnico per l’applicabilità dell’attuale tariffa BTVE (cfr. ipotesi di lavoro n.1), si potrebbe valutare l’opportunità di intervenire anche sul livello di tale tariffa, riducendone l’entità solamente nelle ore notturne e quindi introducendo di fatto una struttura tariffaria di tipo “*time of use*”.
- 14.15 Per attuare un tale approccio si potrebbe fare riferimento a quanto già avviene per un’altra struttura tariffaria monomia in energia attualmente presente nel sistema tariffario elettrico: la tariffa BTIP, applicata agli impianti di illuminazione pubblica connessi in bassa tensione. Il corrispettivo tariffario della BTIP per i servizi di rete risulta oggi inferiore (1,28 c€/kWh anziché 5,64 c€/kWh); l’entità particolarmente contenuta di questo corrispettivo discende dalla constatazione che gli impianti di illuminazione pubblica contribuiscono in misura molto ridotta alle congestioni di rete poiché, nella grande maggioranza dei casi, i prelievi per tali utilizzi avvengono fuori dalle ore di picco.
- 14.16 Sarebbe dunque ipotizzabile applicare lo stesso corrispettivo della BTIP anche alla ricarica dei veicoli elettrici che avvenisse in fascia F3 da infrastrutture di ricarica sottese a POD a cui si applica l’attuale tariffa BTVE. In altre parole, ai punti di prelievo connessi in BT e dedicati esclusivamente alla ricarica dei veicoli elettrici, verrebbe applicato un corrispettivo tariffario pari all’attuale BTVE in F1 ed F2 e pari all’attuale BTIP in F3.
- 14.17 Si ritiene che un tale approccio potrebbe contribuire a ridurre i costi associati alla ricarica, favorendo soluzioni innovative di utilizzo notturno di stazioni di ricarica in luoghi accessibili al pubblico (che potrebbero surrogare la ricarica presso l’abitazione per proprietari di veicoli elettrici che non disponessero di propri punti “privati”).

Ipotesi di lavoro n.3 – tariffa monomia per punti in media tensione

- 14.18 Per quanto riguarda l’ipotesi di introdurre anche una tariffa monomia per punti di prelievo di media tensione (MT) esclusivamente dedicati alla ricarica di veicoli elettrici (per ipotesi: MTVE), si ritiene che al momento i dati a disposizione per valutare tale scelta siano ancora troppo pochi e gli eventuali impatti sulle reti ancora maggiori di quelli legati agli analoghi punti in BT, per i quali si rinvia alle preoccupazioni espresse al punto 14.9.
- 14.19 Inoltre, le disposizioni del d.lgs. 257/2016 in tema di infrastrutturazione, con punti di ricarica elettrica veloce, delle stazioni di servizio con elevati volumi di combustibili liquidi, conferma quanto l’Autorità ipotizzava nella deliberazione 654/2015/R/EEL,

ovvero che lo sviluppo di stazioni di ricarica connesse in MT sarebbe avvenuto conglobando altri usi elettrici e quindi attraverso punti di prelievo MT non dedicati.

- 14.20 Possono tuttavia sussistere specifiche configurazioni di stazioni di ricarica connesse in MT tramite punti di prelievo dedicati; tra queste, appaiono meritevoli di attenzione, al fine di massimizzare l'utilità in termini di passeggeri*km, anche se non in luoghi accessibili al pubblico²³:
- a) le applicazioni di ricarica per trasporto collettivo anziché individuale, quali ad esempio i depositi di autobus elettrici delle imprese di trasporto pubblico locale che investano in tal senso;
 - b) le stazioni di ricarica delle flotte di *car sharing* elettrico, soprattutto se accessibili anche da altri veicoli ("*hub*" di ricarica).
- 14.21 Si ritiene infatti che questo tipo di applicazioni possa garantire un'efficienza maggiore nell'uso delle risorse non solo energetiche ma anche di rete e quindi indurre una crescita più contenuta dei costi di rete derivanti dalla diffusione della mobilità elettrica²⁴. Tali valutazioni tengono anche conto degli sviluppi attesi nel medio-lungo periodo sul fronte dei veicoli a guida autonoma che, tra 2025 e 2030, potrebbero consentire di trasformare la mobilità individuale in mobilità collettiva riducendo molto i tempi di sosta dei veicoli²⁵.
- 14.22 In prima battuta, e limitatamente al NPR2, la tariffa MTVE potrebbe essere introdotta solo per tali configurazioni. La tariffa MTVE potrebbe avere la stessa struttura monomia e "*time-of-use*" indicata per la BTVE (cfr. ipotesi di lavoro n. 2).

Ipotesi di lavoro n.4 – esperimenti regolatori per la flessibilità a livello di distribuzione

- 14.23 Tra i diversi tipi di carico elettrico la ricarica dei veicoli è uno dei più adatti a costituire una risorsa di flessibilità non solo per Terna ma eventualmente anche per l'impresa distributrice. Al riguardo si rinvia a quanto previsto nel documento per la consultazione 322/2019/R/EEL recante il Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE) che, in relazione al ruolo dei distributori come acquirenti di servizi locali, prevede la definizione di appositi progetti pilota, in modo simile a quanto attualmente previsto dalla deliberazione 300/2017/R/EEL.
- 14.24 Tali progetti pilota possono essere proposti dalle imprese distributrici, previa individuazione dei servizi locali di cui necessitano e individuazione dei relativi fabbisogni. Essi devono essere implementati nel rispetto dei principi di cui al richiamato

²³ In base a quanto indicato nel Quadro strategico dell'Autorità (in particolare Obiettivo strategico OS.23, linea di azione d).

²⁴ Uno studio di Bain&Co del 2018 da cui è stato tratto l'articolo "*We're Incentivizing Electric Cars All Wrong*" pubblicato sul Wall Street Journal (<https://www.bain.com/it/insights/were-incentivizing-electric-cars-all-wrong-wsj/>). In questo articolo si legge tra l'altro: "*Current programs also tend to deploy charging infrastructure based on the patterns of privately owned vehicles. As the number of private EVs grows, most will be charging during peak demand times, such as weekday evenings. Failure to integrate intelligently with the power grid can limit the business case for the charging operator, and could lead to grid instability if too many EVs charge at the same time.*"

²⁵ Cfr. pag. 14 del documento Ofgem già menzionato nella didascalia della Figura 13.1

documento per la consultazione, e in particolare della neutralità tecnologica. Più in dettaglio, tali progetti pilota:

- non dovrebbero riguardare solo i punti di ricarica ma anche le altre unità di consumo o di produzione in grado di erogare il servizio di cui l'impresa distributrice necessita, sulla base di procedure aperte gestite dal DSO in modo neutrale;
- non devono prevedere soluzioni proprietarie per i dispositivi di controllo; i DSO dovrebbero invece rendere disponibili i requisiti funzionali e di connettività di tali dispositivi affinché siano adatti allo scopo, lasciando che essi possano essere installati e gestiti da soggetti terzi.

14.25 I progetti pilota hanno la finalità di testare le modalità con cui possono essere erogati i servizi locali necessari alle imprese distributrici: tali modalità, a titolo d'esempio, possono prevedere procedure di mercato qualora vi possa essere competizione, oppure possono prevedere l'introduzione di "contratti di connessione *non firm*", aventi struttura e condizioni economiche regolate e a scelta del cliente finale. Tali contratti, in sintesi, prevedrebbero contributi di connessione (euro/kW) significativamente più bassi di quelli ordinari, e tempi di realizzazione certi minimizzando le necessità autorizzative, a fronte della possibilità per l'impresa distributrice di poter ridurre la potenza per periodi limitati secondo condizioni prefissate (es. massimo numero di ore all'anno di riduzione di potenza e massima riduzione della potenza erogabile, o simili).

Spunti per la consultazione

S15. *Si condividono le considerazioni generali inerenti alla ricarica in luoghi accessibili al pubblico? Se no, si dispone di elementi informativi ulteriori che dovrebbero essere considerati in questa sede?*

S16. *Come si valutano le 4 ipotesi di lavoro sopra descritte? Si intendono offrire spunti utili per il perfezionamento di tali ipotesi?*

S17. *Si ritiene di voler avanzare ipotesi di lavoro ulteriori?*

15. Ricarica dei veicoli elettrici in luoghi privati

15.1 In relazione alle tariffe applicabili ai punti di prelievo a cui siano sottese infrastrutture di ricarica non accessibili al pubblico (di seguito, per brevità, "ricarica privata"), le segnalazioni pervenute da alcuni *stakeholder* si sono concentrate nell'evidenziare la sostanziale differenza nei costi medi di ricarica qualora questa avvenga presso l'abitazione di residenza oppure presso un posto auto o box privato non collegato elettricamente all'abitazione; in quest'ultima situazione, infatti, la regolazione attualmente vigente prevede che al nuovo POD venga applicata la tariffa prevista per i clienti connessi in BT diversi da domestico e illuminazione pubblica (BTAU).

15.2 Rispetto a quelle applicabili ai clienti domestici, le tariffe applicate alla tipologia contrattuale BTAU prevedono un peso maggiore delle quote fisse. Il peso di queste

quote fisse risulta particolarmente alto laddove il POD sia realizzato esclusivamente ai fini della ricarica del veicolo poiché, in tal caso, il volume annuo di energia prelevata è molto contenuto (stimabile nell'ordine di 1.500 kWh a fronte di una percorrenza tipica di 10.000 km/anno). Nelle valutazioni compiute per elaborare la scheda tecnica pubblicata dall'Autorità sul proprio sito internet un anno fa²⁶, i costi energetici medi di ricarica nel mercato di maggior tutela risultano infatti di 21,6 c€/kWh per i clienti domestici e 45,1 c€/kWh per il box non collegato elettricamente all'abitazione, e alimentato da un POD separato da quello dell'abitazione²⁷.

- 15.3 Per comprendere meglio queste differenze, la seguente Tabella 15.1 confronta tra loro gli ammontari annui derivanti dall'applicazione delle “quote tariffarie fisse” (per “trasporto e gestione del contatore” e “oneri di sistema”) oggi applicabili a tre clienti connessi in BT con la potenza impegnata di 3 kW, ma differenziati per tipologia contrattuale (domestico residente, domestico non residente o BT altri usi). È doveroso precisare che la maggiore entità delle quote fisse applicabili ai clienti non domestici discende dai criteri di allocazione dei costi di rete applicati (da oltre quindici anni) per la fissazione delle tariffe di rete, in base ai quali la tipologia di clientela è ritenuta contribuire più di quella domestica alla formazione dei picchi di prelievo di potenza dalla rete. Tali criteri sono attualmente oggetto di revisione.

Tabella 15.1 - Entità annua delle quote tariffarie indipendenti dai prelievi di energia per clienti con potenza impegnata di 3 kW
(valori al netto dell'IVA, relativi al II trimestre 2019)

Tipologie di utenza	Trasporto e gestione del contatore	Oneri di sistema	TOTALE
DOM RES	84,16 €	- €	84,16 €
DOM NONRES	84,16 €	126,98 €	211,14 €
BTAU	110,79 €	146,03 €	256,83 €

NB: vedi precisazione al punto 15.3

- 15.4 Nel caso in cui la ricarica avvenga derivando l'energia dallo stesso POD a cui è sottesa l'abitazione, i costi (espressi in c€/kWh) sono inferiori rispetto a quelli calcolati per un box non collegato elettricamente all'abitazione, in ragione non solo della diversa entità delle quote fisse, ma anche del fatto che nel primo caso queste quote fisse sono da ripartire su un volume di energia maggiore perché il POD non viene utilizzato esclusivamente per la ricarica. Ciò comporta, tuttavia, che anche la potenza disponibile per la ricarica non possa essere pari al totale di quella disponibile, perché devono essere contemporaneamente alimentati anche altri carichi domestici.

²⁶ Scheda già menzionata alla nota 18, i cui calcoli sono relativi al secondo trimestre 2018. Nella scheda, il box/garage privato non collegato elettricamente all'abitazione è definito “*box condominiale*”.

²⁷ Cfr. Tabella 2 a pag.8 della scheda già menzionata nella nota 18. In merito a questa notevole differenza di prezzo (24,5 c€/kWh), è tuttavia importante osservare come ben il 40% di tale valore sia legato ai corrispettivi definiti per la “materia energia” nel mercato di maggior tutela, le cui quote fisse sono più alte per i clienti BTAU rispetto ai domestici. Il differenziale tra i prezzi di fornitura potrebbe dunque risultare anche significativamente diverso sul mercato libero.

- 15.5 In alcune situazioni particolari o laddove si ritenga necessaria una maggiore velocità di ricarica, è possibile che il cliente domestico richieda un incremento della potenza contrattualmente impegnata; ciò induce una crescita inevitabile delle quote tariffarie fisse: qualora, ad esempio, si impegnassero contrattualmente 6 kW, l'ammontare annuo delle quote fisse per la tariffa a copertura dei costi di rete crescerebbe da 84,16 € a 148,04 €.
- 15.6 Alla luce della situazione appena esposta, vengono di seguito descritte alcune ipotesi di lavoro, sulle quali l'Autorità ritiene necessario acquisire le opinioni degli *stakeholder*, attraverso la presente consultazione. Anche in questo caso, come per le ipotesi di lavoro in tema di ricarica in luoghi accessibili al pubblico, l'Autorità si riserva ulteriori approfondimenti, con modalità come *focus group* e incontri tecnici. Un aspetto che merita particolare attenzione anche in questo caso è quello relativo ai controlli necessari a garantire che non vi siano abusi (per esempio nell'arbitraggio tra tariffe per clienti domestici e per clienti non domestici).

Ipotesi di lavoro n.5 – trattamento delle pertinenze dell'abitazione di residenza

- 15.7 Si potrebbe valutare l'opportunità di modificare la regolazione tariffaria inerente alla tipologia contrattuale (di cui all'art. 2, c. 2, del TIT) applicabile a box non collegati elettricamente all'abitazione principale, in modo tale che:
- a) a punti di prelievo installati presso box per i quali è dimostrabile la pertinenza con l'abitazione principale (in base a documentazione catastale, secondo le regole fiscali applicabili per le "pertinenze" della prima casa), sia applicata la tipologia contrattuale domestica residente;
 - b) a punti di prelievo installati presso box non pertinenti ma la cui proprietà (o il contratto di affitto) sia intestata/o ad una persona che risulta proprietaria (ai sensi del Registro Automobilistico) anche di un veicolo elettrico, sia applicata la tipologia contrattuale domestica non residente.
- 15.8 È tuttavia importante osservare come entrambe queste ipotesi comportino il rischio di insorgenza di comportamenti opportunistici e dunque maggiori oneri di verifica in capo alle imprese di vendita, che riceveranno dal cliente la richiesta di deroga all'applicazione della tariffa BTAU. Si riterrebbe pertanto preferibile esaminare anche ipotesi che potranno emergere dalla consultazione e che risultino meno complesse e onerose da verificare.

Ipotesi di lavoro n.6 – modulazione della potenza disponibile in fascia F3

- 15.9 Al fine di ridurre l'impatto sulla spesa energetica annua derivante da un aumento di potenza impegnata (inevitabile se si intendano abbreviare i tempi di ricarica completa delle batterie), per i clienti domestici e le piccole aziende per le quali la spesa tariffaria è calcolata con riferimento alla potenza contrattualmente impegnata e non al reale prelievo massimo mensile, a parità di potenza contrattualmente impegnata, potrebbe venire previsto un aumento della potenza disponibile *solamente in fascia F3*.

- 15.10 Tale opportunità è resa possibile dai misuratori elettronici installati presso i clienti BT, sia di prima che di seconda generazione, ed è fattibile con una semplice operazione di telegestione su questi specifici POD.
- 15.11 Si potrebbe ipotizzare per esempio di configurare il limite di potenza disponibile a tempo indefinito in fascia F3, normalmente pari 10% in più della potenza impegnata, portandolo a un livello del 70% - 80% in più della potenza impegnata, purchè il valore derivante risulti compatibile con la sicurezza degli impianti (per es., non superiore a X kW); questa misura potrebbe dunque, ad esempio, consentire ai clienti con potenza contrattuale di 3 kW un prelievo massimo tra 5 e 5,5 kW anziché di 3,3 kW e dunque di aumentare significativamente la velocità di ricarica a parità di spesa nella fascia oraria F3.
- 15.12 Anche questa ipotesi, come la precedente, indurrebbe maggiori oneri di verifica legati alla necessità di verificare che il titolare del POD sia al contempo anche proprietario di un veicolo elettrico. Inoltre, nel caso di adozione, potrebbe essere opportuno estendere questa ipotesi anche ai clienti domestici residenti in grado di dimostrare di disporre di una pompa di calore come unico sistema di riscaldamento, per non venire meno al principio generale della “neutralità tecnologica” della regolazione tariffaria.

Ipotesi di lavoro n.7 – ricarica privata collettiva (o “condominiale”)

- 15.13 Il problema di evitare di stimolare l’inutile moltiplicarsi di punti di prelievo caratterizzati da volumi annui di energia prelevata molto contenuti, già evidenziato in relazione alla ipotesi n.4, riguarda in particolare i box inseriti all’interno di condomini con contatori non centralizzati.
- 15.14 Per tali configurazioni, l’Autorità sta completando il percorso di definizione delle modalità tariffarie per facilitare la bonifica delle colonne montanti vetuste, che può costituire anche un’occasione per l’arretramento dei punti di prelievo e il riposizionamento dei contatori in vani accessibili (c.d. “centralizzazione”).
- 15.15 Occorre in ogni caso, in una logica “*future-proof*”, ideare soluzioni tariffarie in grado di favorire la realizzazione di punti di ricarica privati ma *collettivi*, cioè a disposizione di tutti gli abitanti di un condominio e i cui costi di funzionamento possano venire attribuiti a ciascun condomino in proporzione all’effettivo utilizzo.
- 15.16 A tale proposito si evidenzia come già il D.Lgs. 257/2016 (e la più recente Direttiva 2018/844/UE sulla prestazione energetica degli edifici) abbiano introdotto il principio per cui, per edifici residenziali di nuova costruzione o oggetto di ristrutturazioni importanti, in un numero minimo di posti auto debba essere prevista la predisposizione all’allaccio per l’installazione di infrastrutture per la ricarica dei veicoli.
- 15.17 Soluzioni di questo genere consentirebbero di ripartire i costi energetici fissi su un volume maggiore di energia prelevata e dunque di abbassare i costi medi di ricarica. Una prima modalità potrebbe essere quella di prevedere l’applicabilità anche a questi punti di “ricarica condominiale” della tariffa monomia BTVE. Altre soluzioni, che

sfruttino anche i margini di flessibilità della definizione di “unità di consumo” di cui al TISSPC, potranno emergere dalla consultazione e dal confronto con gli *stakeholder*.

Ipotesi di lavoro n.8 – ricarica presso i luoghi di lavoro

- 15.18 Da ultimo, al fine di favorire il diffondersi di opportunità di ricarica privata anche presso i luoghi di lavoro, soprattutto laddove vengano introdotte flotte aziendali basate su veicoli elettrici, sarebbe possibile valutare di intervenire sulla regolazione tariffaria applicabile ad aziende la cui spesa tariffaria viene valutata in base al picco di potenza massima mensile (tariffe BTA6 o MTA): in questi casi, si potrebbe valutare di non conteggiare a fini tariffari i picchi di potenza registrati in corrispondenza della fascia oraria F3.
- 15.19 Questo tipo di misura non richiederebbe alcun intervento sui contatori telegestiti, ma solo sui sistemi di fatturazione. Sono tuttavia da studiare con attenzione le modalità per definire i requisiti minimi di accesso, tali da evitare comportamenti opportunistici.

Spunti per la consultazione

- S18.*** *Si condividono le considerazioni generali inerenti alla ricarica in luoghi privati? Se no, si dispone di elementi informativi ulteriori che dovrebbero essere considerati in questa sede?*
- S19.*** *Come si valutano le 4 ipotesi di lavoro sopra descritte? Si intendono offrire spunti utili per il perfezionamento di tali ipotesi?*
- S20.*** *Si ritiene di voler avanzare ipotesi di lavoro ulteriori?*

APPENDICE A

La presente appendice fornisce una sintetica illustrazione dei criteri di riconoscimento dei costi attualmente vigenti e fornisce una stima del costo riconosciuto a livello di settore per i servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica.

Criteri di riconoscimento tariffario nel quinto periodo di regolazione

La regolazione tariffaria vigente nel settore elettrico è basata su due differenti regimi di riconoscimento dei costi, differenziati in funzione della numerosità dei clienti finali: un regime individuale riservato alle imprese distributrici di energia elettrica che servono almeno 25.000 punti di prelievo e un regime parametrico per le restanti imprese.

Si riporta di seguito una breve descrizione delle principali caratteristiche dei regimi tariffari vigenti. Per maggiori dettagli si rimanda per quanto concerne il regime individuale alla relazione tecnica allegata alla deliberazione 654/2015/R/EEL, per quanto concerne il regime parametrico alla deliberazione 237/2018/R/EEL.

Regime tariffario individuale

Con specifico riferimento alle imprese in regime tariffario individuale, il vigente sistema di riconoscimento dei costi comprende meccanismi di tipo *price cap* per i costi operativi e di tipo *rate of return* per i costi di capitale. Laddove non diversamente specificato, la metodologia applicata è analoga per il servizio di distribuzione e per il servizio di misura dell'energia.

Determinazione e aggiornamento del costo operativo riconosciuto

Il costo riconosciuto a copertura dei costi operativi per l'anno 2016 (COR_{16}) è stato determinato a partire dai seguenti elementi, opportunamente corretti per tener conto dell'inflazione:

- a) i costi operativi effettivi rilevati nell'anno 2014 (COE_{14});
- b) il valore residuo, non ancora riassorbito tramite l'*X-factor* applicato nel VPR, della quota parte delle maggiori efficienze conseguite nel TPR lasciata in capo agli esercenti (PS^{TPR});
- c) la quota parte delle maggiori efficienze conseguite nel VPR, lasciata in capo agli esercenti (PS^{QPRE}).

In relazione al precedente punto a), l'Autorità ha ritenuto di non includere le voci per le quali la copertura è già implicitamente garantita nei meccanismi di regolazione (ad esempio tramite la remunerazione del rischio) o in relazione alle quali il riconoscimento risulta non compatibile con un'attività svolta in regime di monopolio (ad esempio costi di pubblicità e di *marketing* che non riflettano specifici obblighi normativi).

In relazione alle maggiori efficienze di cui al punto c) del precedente elenco, l'Autorità ha previsto la simmetrica ripartizione tra utenti e imprese dei maggiori recuperi di produttività conseguiti nel precedente periodo di regolazione.

Le componenti di costo sopra individuate sono state corrette per tener conto dell'inflazione e di un fattore di riduzione (*X-factor*) determinato con l'obiettivo di consentire il graduale recupero entro la fine del primo semi-periodo di regolazione (NPR1) delle maggiori efficienze realizzate dagli esercenti nei precedenti periodi di regolazione e non ancora trasferite agli utenti finali.

Con riferimento al servizio di misura, il livello di costo riconosciuto per l'anno 2014, al netto delle quote residue delle maggiori efficienze realizzate nel corso dei precedenti periodi di regolazione, è risultato inferiore al costo effettivo relativo al medesimo anno. L'Autorità ha stabilito che il livello di costo riconosciuto per l'anno 2016 sia determinato in funzione del costo operativo riconosciuto per l'anno 2014 e di una quota parte della differenza tra il costo riconosciuto per l'anno 2014, al netto delle quote residue delle maggiori efficienze realizzate nel corso dei precedenti periodi di regolazione, e il costo operativo effettivo relativo al medesimo anno, in considerazione delle esigenze di equilibrio economico-finanziario delle imprese.

Per l'infra-periodo di regolazione 2016-2019 sono risultati in vigore i tassi di riduzione annuale dei costi riconosciuti pari a 1,9% per il servizio di distribuzione e 1% per il servizio di misura.

Determinazione e aggiornamento del costo di capitale riconosciuto

I costi di capitale comprendono la remunerazione del capitale investito riconosciuto ai fini regolatori e gli ammortamenti.

Il capitale investito riconosciuto ai fini regolatori (CIR) è determinato come somma algebrica delle seguenti poste:

- a) immobilizzazioni nette;
- b) immobilizzazioni in corso;
- c) capitale circolante netto;
- d) valore residuo dei contributi in conto capitale;
- e) poste rettificative, quali il trattamento fine rapporto, al netto degli oneri finanziari connessi alla rivalutazione del medesimo;
- f) immobilizzazioni immateriali relative al "fondo pensione elettrici".

Con riferimento alla determinazione dei costi di capitale riconosciuti per il NPR1, l'Autorità ha confermato i criteri di regolazione vigenti nel precedente periodo di regolazione, al fine di garantire stabilità nei riconoscimenti tariffari, ed in particolare l'applicazione del criterio del costo storico rivalutato, per le immobilizzazioni nette soggette a valutazione puntuale.

Con riferimento all'attività di distribuzione, allo stesso modo, l'Autorità ha confermato i criteri di trattamento parametrico del capitale investito netto afferente agli investimenti MT/BT antecedenti l'anno 2008 (cfr. Appendice A2 della relazione AIR alla deliberazione ARG/elt 199/11).

Con deliberazione 583/2015/R/COM, l'Autorità ha approvato i criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali per il periodo 2016-2021, definendo una regolazione specifica del tasso di remunerazione del capitale investito di validità pluriennale, il c.d. periodo regolatorio del WACC. Per il periodo 2016-2018, il tasso di remunerazione per i servizi di distribuzione e misura è fissato pari al 5,6%; con la deliberazione 639/2018/R/COM l'Autorità ha aggiornato il livello dei parametri

base per il calcolo del WACC e il livello di *gearing* e ha conseguentemente fissato il tasso di remunerazione per i servizi di distribuzione e misura per il periodo 2019-2021 pari a 5,9%.

Gli ammortamenti delle immobilizzazioni sono determinati tramite l'utilizzo di vite utili regolatorie riportate nella tabella 6 del TIT. Per quanto concerne il servizio di distribuzione, con riferimento alle immobilizzazioni determinate parametricamente sopra menzionate, l'Autorità ha previsto la determinazione di un ammortamento in via parametrica riportato nell'Appendice A2 della relazione AIR alla deliberazione ARG/elt 199/11.

Con riferimento al servizio di misura dell'energia elettrica, è necessario operare una distinzione tra costi di capitale riconosciuti relativi a punti di prelievo in altissima, alta e media tensione e relativi a punti di prelievo in bassa tensione e a sistemi di telegestione.

Con riferimento alla determinazione dei costi di capitale riconosciuti in relazione a punti di prelievo alimentati in altissima, alta e media tensione, l'Autorità ha previsto che il capitale investito riconosciuto sia determinato in funzione del costo storico rivalutato medio nazionale. Anche ai fini della determinazione degli ammortamenti riconosciuti l'Autorità fa riferimento al valore netto residuo delle immobilizzazioni, determinato a livello aggregato nazionale, e alle vite utili residue.

Con riferimento alla determinazione dei costi di capitale in relazione ai punti di prelievo alimentati in bassa tensione ed ai sistemi di telegestione si adottano modalità analoghe a quelle descritte relative al servizio di distribuzione.

Inoltre, sempre con riferimento al servizio di misura, con la deliberazione 646/2016/R/EEL sono stati introdotti criteri di riconoscimento dei costi dei piani di messa in servizio dei sistemi di *smart metering* di seconda generazione (2G) in bassa tensione che prevedono un primo approccio orientato ad una regolazione per obiettivi di spesa. A tal proposito, si è conclusa la fase di consultazione avviata con il documento 19 marzo 2019, 100/2019/R/EEL ed è stato pubblicato un provvedimento relativo all'aggiornamento per il triennio 2020-2022 delle disposizioni in materia di messa in servizio e riconoscimento dei costi dei sistemi di *smart metering* 2G.

Regime tariffario parametrico

Con riferimento alle imprese di minori dimensioni, con deliberazione 237/2018/R/EEL, l'Autorità ha approvato i criteri di riconoscimento dei costi per il servizio di distribuzione e misura dell'energia elettrica, prevedendone una determinazione parametrica che tenga conto delle variabili in grado di modificare il costo del servizio, quali l'energia elettrica distribuita, la densità di utenza, la presenza di territorio montano e la vetustà delle immobilizzazioni.

Con riferimento al servizio di distribuzione dell'energia elettrica, la logica parametrica trova prima applicazione a partire dall'anno tariffario 2018 con un meccanismo di gradualità di transizione per il periodo 2018-2023. In tale periodo la tariffa di riferimento è determinata come media ponderata tra il valore riconosciuto applicando il regime individuale e il valore riconosciuto applicando il regime parametrico (c.d. tariffa di transizione). Nel periodo di transizione, viene assegnato un peso crescente negli anni alla tariffa parametrica.

Ai fini dell'aggiornamento della tariffa di transizione, con riferimento alla parte parametrica il costo operativo unitario viene aggiornato tramite il meccanismo del *price cap*, mentre il costo

di capitale unitario viene aggiornato tenendo conto della variazione delle variabili energia, densità e vetustà e del tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi. La parte individuale viene aggiornata annualmente per la quota parte a copertura dei costi operativi attraverso il meccanismo del *price cap* e per la quota parte a copertura dei costi di capitale attraverso l'applicazione del tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi.

Con riferimento al servizio di misura, il regime parametrico prevede che i costi riconosciuti alle imprese a copertura dei costi operativi siano pari ai ricavi derivanti dalla quota parte a copertura dei costi operativi delle tariffe obbligatorie applicate ai clienti finali.

Analogamente a quanto previsto nel regime individuale, ai fini della determinazione dei costi di capitale in media, alta e altissima tensione i costi riconosciuti alle imprese sono pari ai ricavi derivanti dalla quota parte a copertura dei costi di capitale delle tariffe obbligatorie applicate ai clienti finali.

Ai fini della determinazione dei costi di capitale in bassa tensione, il regime parametrico prevede che la quota parte delle tariffe di riferimento sia calcolata sulla base di una stratificazione degli investimenti lordi di ciascuna impresa ricostruita a partire da un profilo di installazione convenzionale dei misuratori e di un costo unitario medio di settore che tenga conto sia degli investimenti in misuratori che degli investimenti diversi.

Con riferimento al servizio di misura dell'energia elettrica, la quota parte delle tariffe di riferimento a copertura dei costi operativi viene aggiornata tramite il meccanismo del *price cap*, mentre ai fini dell'aggiornamento della quota parte a copertura dei costi di capitale si applica un fattore convenzionale di *turnover* degli investimenti.

Con riferimento al servizio di misura dell'energia elettrica, la logica parametrica trova prima applicazione a partire dall'anno tariffario 2018, senza meccanismo di gradualità.

Costi riconosciuti nel NPR1 e andamento investimenti

Le Tabelle A1 e A2 riportate di seguito illustrano i costi riconosciuti relativi ai servizi di distribuzione e di misura nel corso del NPR1.

La successiva Figura A1 riporta l'andamento per le imprese che servono almeno 100.000 punti di prelievo degli investimenti relativi alle immobilizzazioni materiali e alle immobilizzazioni in corso (LIC) nel periodo 2008-2018.

Tabella A1: Andamento costi riconosciuti nel NPR1-Servizio di distribuzione dell'energia elettrica*
(Valori in milioni di euro, a moneta costante 2019²⁸)

	2016	2017	2018	2019
Opex	1.902	1.866	1.831	1.796
Capex	2.820	2.814	2.800	2.856
Totale	4.722	4.680	4.631	4.652

* valori considerati ai fini della definizione delle tariffe obbligatorie di cui all'art. 9 del TIT

Tabella A2: Andamento costi riconosciuti nel NPR1- Servizio di misura dell'energia elettrica*
(Valori in milioni di euro, a moneta costante 2019²⁹)

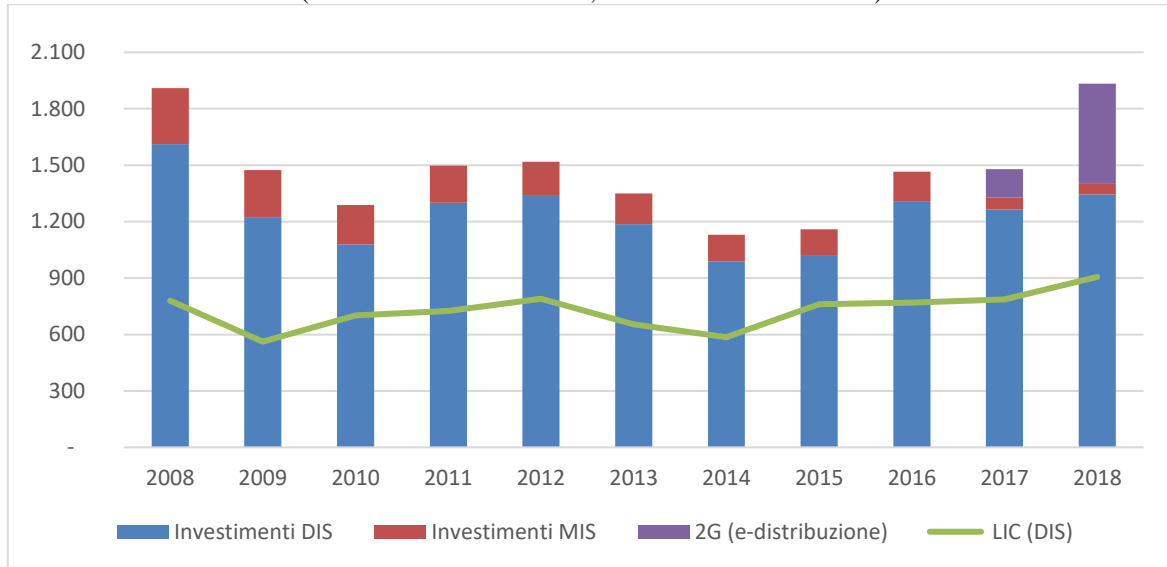
	2016	2017	2018	2019
Opex	158	156	155	153
Capex	494	479	481	518
Totale	652	635	636	671

* valori considerati ai fini della definizione delle tariffe obbligatorie di cui all'art. 33 del TIME

²⁸ Al fine di esprimere i valori a moneta costante 2019, i valori relativi ai costi operativi di ciascun anno sono stati aggiornati tenendo conto delle variazioni dell'inflazione; i valori relativi ai costi di capitale tenendo conto del tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi.

²⁹ Cfr nota precedente.

Figura A1: Andamento degli investimenti dell'attività di distribuzione e misura (2008-2018)*
 (Valori in milioni di euro, a moneta costante 2019)



*I valori relativi all'anno 2018 sono valori pre-consuntivi.

APPENDICE B

Ammodernamento delle colonne montanti vetuste: fase iniziale

Di seguito si riporta l'ipotesi completa relativa alla regolazione sperimentale in materia di ammodernamento delle colonne montanti vetuste. Il nuovo articolato sostituisce l'attuale articolo 134 del TIQE, si applica ad ogni impresa distributrice ed è stato impostato nell'ipotesi che la durata della regolazione sperimentale sia di tre anni.

Articolo 134

Finalità e durata della sperimentazione

- 134.1 È istituita una regolazione sperimentale finalizzata a favorire l'ammodernamento delle colonne montanti vetuste dei condomini - come definite al comma 126.1, lettera a), anche in caso di centralizzazione dei misuratori, dove per ammodernamento si intende il rinnovo delle opere elettriche e le opere edili, anche di ripristino, strettamente correlate (opere murarie o cavidotti esterni al muro).
- 134.2 La regolazione sperimentale di cui al comma precedente riguarda gli interventi effettuati a partire dall'1° gennaio 2020 fino al 31 dicembre 2022 e persegue i seguenti obbiettivi:
- a. acquisire informazioni ed elementi utili alla messa a regime di un quadro regolatorio stabile e sostenibile, a partire dal 1 gennaio 2023;
 - b. effettuare un censimento delle colonne montanti vetuste, come identificate al successivo comma 134bis.1, da parte di ogni impresa distributrice;
 - c. verificare l'efficacia e l'efficienza del coinvolgimento dei condomini nell'effettuazione dei lavori di ammodernamento delle colonne montanti;
 - d. rafforzare il quadro regolatorio in relazione all'impegno richiesto alle imprese distributrici per assicurare la fornitura di energia elettrica anche a fronte delle mutate e future condizioni di prelievo.

Articolo 134bis

Ambito di applicazione

- 134bis.1 La sperimentazione ha ad oggetto le colonne montanti la cui costruzione:
- a. è antecedente al 1970;
 - b. è compresa tra il 1970 e il 1985 ma che a giudizio dell'impresa distributrice, sulla base di analisi o elementi oggettivi documentabili, presentino potenziali criticità in relazione alla contemporaneità dei prelievi.

- 134bis.2 Ai fini della presente sperimentazione è incluso, se presente e se necessita di intervento di ammodernamento, il collegamento tra il basamento della colonna montante e il confine di proprietà del condominio.
- 134bis.3 Tra gli importi di cui ai commi 134quinquies.4, 134septies.2 lettera a., e 134sexies.1 lettere a. e c., non possono essere inclusi costi relativi a qualsiasi altro servizio che non sia riconducibile alla disciplina di cui alla presente sperimentazione.

Articolo 134ter

Individuazione delle colonne montanti da ammodernare e informativa ai condomini interessati

- 134ter.1 Nelle more del completamento del censimento di cui all'articolo 134novies, le imprese distributrici individuano le colonne montanti - rispondenti alle caratteristiche di cui al comma 134bis.1 e secondo valutazioni di priorità - da sottoporre ad ammodernamento nel triennio 2020-22, e informano gli amministratori di condominio, con iniziative e modalità appropriate, delle opportunità disciplinate dalla presente sperimentazione.
- 134ter.2 Le informazioni di cui al comma precedente da fornire ai condomini devono includere almeno:
- a. l'esigenza di ammodernamento della colonna montante e le possibili conseguenze del mancato ammodernamento, come ad esempio l'impossibilità per l'impresa distributrice nel dare seguito ad aumenti di potenza richiesti dai condòmini o la eventuale necessità per la stessa impresa distributrice di installare limitatori di potenza alla base della colonna montante in grado di intervenire in caso di prelievi contemporanei eccessivi rispetto alla portata massima della colonna montante;
 - b. la possibilità che il condominio e l'impresa distributrice si accordino sull'eventuale centralizzazione dei misuratori, se tecnicamente possibile;
 - c. le regole e le responsabilità nel caso di ammodernamento della colonna montante senza centralizzazione dei misuratori:
 - i. le opere edili sono eseguite a cura del condominio tramite una impresa privata dallo stesso selezionata che dovrà attenersi alle istruzioni tecniche ed operative fornite dall'impresa distributrice, mentre le opere elettriche sono eseguite dall'impresa distributrice stessa;
 - ii. è previsto un rimborso massimo dei costi complessivi sostenuti dal condominio per l'esecuzione delle opere edili, e tale rimborso massimo si riferisce al mero ripristino della situazione preesistente in relazione alle finiture edili; il livello di pregio delle finiture edili, come definito al comma 134quater.2, deve essere attestato dall'Amministratore del condominio tramite dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà, ai sensi

- del DPR 445/2000 (nel caso di cavidotto esterno si applica il livello di pregio di cui al comma 134quater.2, lettera a.);
- iii. le opere di ammodernamento della colonna montante consentiranno ai condòmini di contrattualizzare una potenza disponibile secondo quanto disposto al comma 134quater.3, lettera a);
 - d. le regole e le responsabilità nel caso di ammodernamento con centralizzazione dei misuratori: oltre a quanto definito alla precedente lettera c., le opere elettriche relative alla porzione di impianto di utenza a valle dei misuratori centralizzati non possono essere eseguiti dall'impresa distributrice, in conformità all'articolo 8, comma 2bis della legge 10 ottobre 1990, n. 287, e restano pertanto a cura del condominio;
 - e. il riferimento di una persona presso l'impresa distributrice.

Articolo 134quater

Accordo tra impresa distributrice e condominio

- 134quater.1 L'impresa distributrice e il condominio, informato ai sensi dell'articolo precedente, sottoscrivono un accordo sull'ammodernamento della/e colonna/e montante/i, il quale prevede, in coerenza con i contenuti oggetto dell'informativa del comma 134ter.2:
- a. il tipo di intervento: senza centralizzazione o con centralizzazione dei misuratori;
 - b. l'eventuale inclusione nei lavori di ammodernamento del collegamento tra il basamento della colonna montante e il confine di proprietà del condominio, con ripartizione delle opere secondo quanto disposto al comma 134ter.2, lettera c), con indicazione del numero di metri lineari oggetto di ammodernamento;
 - c. il livello di pregio delle finiture edili, così come definito al comma 134quater.2, sulla base della dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà (ai sensi del DPR 445/2000) redatta dall'Amministratore del condominio;
 - d. il numero di colonne montanti da ammodernare;
 - e. il numero di piani per ogni colonna montante da ammodernare; ai fini della presente sperimentazione il piano terra o il piano rialzato, qualora abitati o sede di uffici o attività commerciali, sono considerati un piano a tutti gli effetti;
 - f. il numero di utenti per ogni colonna montante da ammodernare;
 - g. nel caso di non centralizzazione dei misuratori, la consegna, contestuale alla sottoscrizione dell'accordo, da parte dell'impresa distributrice al condominio, delle specifiche tecniche e dei riferimenti normativi riguardanti le opere edili funzionali all'attività dell'impresa distributrice;
 - h. tempi e modalità per il coordinamento delle attività ai fini dell'entrata in esercizio della colonna montante ammodernata;

- i. gli adempimenti a carico del condominio specificati al successivo articolo 134quinquies e al successivo comma 134sexies.5;
- j. la disciplina degli importi cui ha il condominio ha diritto ai sensi del successivo comma 134sexies;
- k. le disposizioni di cui al comma 134sexies.6.

134quater.2 Il livello di pregio delle finiture edili è così definito:

- a. basso: rasatura e tinteggiatura con pittura lavabile;
- b. medio: rasatura e pittura al quarzo graffiato, stucchi e modanature;
- c. alto: rasatura e tinteggiatura con marmi e rivestimenti in legno;

in caso di presenza di più livelli di pregio delle finiture edili, deve essere fatto riferimento al livello di pregio prevalente.

134quater.3 Ogni intervento di ammodernamento di una colonna montante deve essere tale da:

- a. garantire la contrattualizzazione di una potenza disponibile fino ad almeno 6,6 kW per ogni utente da essa alimentato, sia in caso di non centralizzazione che di centralizzazione dei misuratori, fermo restando quanto disposto dalla norma CEI 0-21 per le connessioni monofase o trifase per usi domestici con potenza impegnata fino a 10 kW;
- b. consentire, in caso di non centralizzazione dei misuratori, l'eventuale futura sostituzione o aggiunta dei cavi elettrici senza interventi edili.

134quater.4 Ai fini della dichiarazione del numero dei metri lineari di cui al comma 134quater.1, lettera b., i tratti di collegamento tra basamenti di differenti colonne montanti e il confine di proprietà del condominio devono essere conteggiati una sola volta laddove una sola opera edile (ad esempio uno scavo) sia funzionale all'ammodernamento di più tratti.

Articolo 134quinquies

Adempimenti a carico del condominio

134quinquies.1 Il condominio comunica all'impresa distributrice, entro novanta giorni dalla data della sottoscrizione dell'accordo di cui al comma 134quater.1:

- a. la data di inizio dei lavori, che deve essere successiva alla data di detta comunicazione all'impresa distributrice;
- b. la data di conclusione dei lavori;
- c. i riferimenti dell'impresa o delle imprese selezionata/e dal condominio per l'effettuazione dei lavori;
- d. il nominativo e il recapito del Direttore dei lavori di cui al decreto legislativo 18 aprile 2016, n. 50, ove previsto dalla normativa vigente, unitamente alla lettera d'incarico firmata per accettazione;

- e. il nominativo e il recapito del Coordinatore in materia di sicurezza e salute di cui al decreto legislativo 9 aprile 2008, n. 81, ove previsto dalla normativa vigente, unitamente alla lettera d'incarico firmata per accettazione;
- f. nel caso di non centralizzazione dei misuratori, il progetto esecutivo in conformità alle norme e specifiche tecniche di cui al comma 134quater.1, lettera g..

134quinquies.2 Il condominio comunica con tempestività all'impresa distributrice eventuali ritardi nella conclusione dei lavori di propria competenza e la motivazione di tali ritardi.

134quinquies.3 Entro sessanta giorni dalla conclusione dei lavori di ammodernamento, il condominio predispone, e conserva per cinque anni, la seguente documentazione, sottoscritta dal Direttore dei lavori:

- a. descrizione degli interventi eseguiti, e di eventuali vincoli architettonici e strutturali dei quali il condominio ha dovuto tener conto, anche con supporto di documentazione fotografica;
- b. la dichiarazione del livello di pregio delle finiture edili secondo quanto disposto al comma 134quater.1, lettera c;
- c. evidenza del mero ripristino delle finiture originarie, come definite al comma 134quater.2, o del cavidotto esterno, anche con supporto di documentazione fotografica;
- d. in caso di non centralizzazione dei misuratori, dichiarazione che le opere sono state eseguite in conformità alle norme e specifiche di cui al comma 134quater.1, lettera g;
- e. quantità, tipologia e costi dei materiali edili relativi alla parte verticale delle colonne montanti;
- f. numero di ore di manodopera e costo orario della manodopera per le opere edili di cui alla precedente lettera;
- g. fatture di pagamento dei materiali e della manodopera di cui alle precedenti lettere e. e f. (inclusi i costi di conferimento del materiale di risulta a centri di raccolta);
- h. in caso di centralizzazione dei misuratori:
 - i. la dichiarazione di conformità alla normativa tecnica vigente (DM 37/08) delle nuove linee elettriche poste a valle dei misuratori centralizzati (impianto di utenza);
 - ii. quantità, tipologia e costi dei materiali elettrici delle nuove linee elettriche;
 - iii. numero di ore di manodopera e costo orario della manodopera per le opere elettriche di cui alla lettera precedente;
 - iv. fatture di pagamento dei materiali e della manodopera di cui alle precedenti lettere j. e k.;

- i. quantità, tipologia e costi dei materiali edili relativi al collegamento tra il basamento delle colonne montanti e il confine di proprietà del condominio;
- j. numero di ore di manodopera e costo orario della manodopera per le opere edili di cui alla precedente lettera;
- k. fatture di pagamento dei materiali e della manodopera di cui alle precedenti lettere i. e j. (inclusi i costi di conferimento del materiale di risulta a centri di raccolta).

- 134quinquies.4 Entro il termine di cui al comma 134quinquies.3 il condominio trasmette all'impresa distributrice la seguente documentazione, sottoscritta dal Direttore dei lavori:
- a. in caso di non centralizzazione dei misuratori, l'importo complessivo di cui al comma 134quinquies.3, lettera g.;
 - b. in caso di centralizzazione dei misuratori, l'importo complessivo di cui al comma 134quinquies.3, lettere g. e l.;
 - c. se applicabile, l'importo complessivo di cui al comma 134quinquies.3, lettera k.;
 - d. coordinate bancarie per l'accredito del rimborso al condominio di cui all'articolo 134sexies.

Articolo 134sexies

Importo riconosciuto al condominio

- 134sexies.1 Entro sessanta giorni dal ricevimento della documentazione di cui al comma 134quinquies.4, l'impresa distributrice riconosce al condominio:
- a. in caso di non centralizzazione dei misuratori, un importo pari al valore minimo tra:
 - i. importo di cui al comma 134quinquies.4, lettera a.;
 - ii. somma, per l'insieme delle colonne montanti di cui al comma 134quater.1, lettera d., dei prodotti dei costi unitari applicabili di cui alla Tabella 22a per piano e per utente rispettivamente per il numero di piani di cui al comma 134quater.1, lettera e. e per il numero di utenti di cui al comma 134quater.1, lettera f.;
 - b. in caso di centralizzazione dei misuratori, un importo pari al valore minimo tra:
 - i. importo di cui al comma 134quinquies.4, lettera b.;
 - ii. somma, per l'insieme delle colonne montanti di cui al comma 134quater.1, lettera d., dei prodotti dei costi unitari applicabili di cui alla Tabella 22b per piano e per utente rispettivamente per il numero di piani di cui al comma 134quater.1, lettera e. e per il numero di utenti di cui al comma 134quater.1, lettera f.;

- c. se applicabile, un importo pari al valore minimo tra:
 - i. importo di cui al comma 134quinquies.4, lettera c.;
 - ii. per l'insieme delle colonne montanti di cui al comma 134quater.1, lettera d., prodotto del costo unitario di cui alla Tabella 22c per il numero di metri lineari di cui al comma 134quater.1, lettera b., con applicazione degli importi massimi di cui alla Tabella 22.c.

- 134sexies.3 Nel caso di non centralizzazione dei misuratori, qualora venga accertata la non conformità delle opere edili eseguite dal condominio funzionali all'attività di distribuzione dell'energia elettrica, anche tramite ispezioni in loco, l'impresa distributrice ne dà immediata notizia al condominio con comunicazione scritta circostanziata e sospende i lavori di propria competenza fino alla comunicazione di avvenuto adeguamento da parte del condominio.
- 134sexies.4 È fatta salva la facoltà per l'impresa distributrice di richiedere al condominio la documentazione di cui al comma 134quinquies.3, e di informare l'Autorità nel caso in cui vengano riscontrate violazioni alle disposizioni di cui alla presente sperimentazione.
- 134sexies.5 Il condominio acconsente all'Autorità di effettuare controlli a campione sia mediante l'accesso da parte di personale incaricato, anche con il supporto della Guardia di Finanza, presso le colonne montanti ammodernate ai sensi della presente sperimentazione, sia mediante la trasmissione della documentazione di cui al comma 134quinquies.3.
- 134sexies.6 Qualora, in esito ai controlli di cui ai commi 134sexies.4 e 134sexies.5 si accertino violazioni delle disposizioni di cui alla presente sperimentazione, la Direzione Infrastrutture dell'Autorità, con apposito provvedimento, dispone la rideterminazione dell'importo riconosciuto al condominio e la conseguente restituzione della quota parte non dovuta o, nei casi più gravi, la sua integrale restituzione. Nel caso di dichiarazioni mendaci, nonché nei casi di omessa collaborazione del condominio rispetto ai controlli di cui al comma 134sexies.5 è disposta l'integrale restituzione dell'importo erogato al condominio. È fatto salvo l'obbligo di procedere alle necessarie denunce all'autorità giudiziaria.

Articolo 134septies

Disposizioni per le imprese distributrici in materia di attribuzione dei costi

- 134septies.1 A decorrere dal 1° gennaio 2020 è introdotto, per il servizio di distribuzione, il cespite "Colonne montanti vetuste" con durata convenzionale pari a 15 anni, al quale le imprese distributrici attribuiscono:

- a. i costi di cui al comma 134sexies.1, lettera a.;
- b. i costi di cui al comma 134sexies.1, lettera b.;
- c. i costi di cui al comma 134sexies.1, lettera c..

- 134septies.2 Per gli anni dal 2021 al 2024, con riferimento rispettivamente agli anni dal 2020 al 2023, le imprese distributrici attribuiscono:
- a. i costi relativi a fatture di pagamento dei materiali e della manodopera funzionali alle opere elettriche realizzate dalla medesima impresa distributtrice al cespite “Linee di bassa tensione” di cui alla tabella 6 del TIT;
 - b. gli importi di cui all’articolo 134sexies riconosciuti al condominio al cespite “Colonne montanti vetuste”.
- 134septies.3 Quanto disposto al comma 134septies.2, lettera b. è subordinato al rispetto delle disposizioni dell’articolo 134novies e dell’articolo 134decies.

Articolo 134octies

Opere edili realizzate dall’impresa distributtrice

- 134octies.1 In deroga e subordinatamente alle disposizioni di cui al comma 134ter.2, lettera c, *sub i*, nell’ambito dell’accordo tra impresa distributtrice e condominio di cui all’articolo 134quater le opere edili possono essere eseguite dall’impresa distributtrice qualora tale scelta rappresenti per entrambe le parti l’opzione più efficace in ragione dell’entità e delle caratteristiche delle opere da realizzare. In tal caso il livello di pregio è posto convenzionalmente pari a quello indicato al comma 134quater.2, lettera a..
- 134octies.2 La possibilità di cui al precedente comma è inserita nell’informativa ai condomini di cui all’articolo 134ter e nell’accordo di cui all’articolo 134quater.
- 134octies.3 Nel caso in cui sia l’impresa distributtrice ad eseguire le opere edili:
- a. si applicano le disposizioni di cui al comma 134sexies.1, lettere a) e c) ai fini dell’importo da riconoscere all’impresa distributtrice;
 - b. detto importo è attribuito al cespite “Colonne montanti vetuste”.

Articolo 134novies

Censimento delle colonne montanti vetuste

- 134novies.1 Entro il 31 gennaio 2022 ogni impresa distributtrice comunica all’Autorità il censimento di tutte le proprie colonne montanti vetuste, come identificabili in applicazione del comma 134bis.1.

- 134novies.2 Il censimento di cui al comma precedente include le seguenti informazioni:
- a. il numero di colonne montanti di cui al comma 134bis.1, lettera a.;
 - b. il numero di utenti, suddivisi tra domestici e non domestici, alimentati dalle colonne montanti di cui alla precedente lettera a.;
 - c. il numero di condomini collegati alle colonne montanti di cui alla precedente lettera a., suddivisi per ciascun livello di pregio di cui al comma 134quater.2;
 - d. il numero di colonne montanti di cui al comma 134bis.1, lettera b.;
 - e. il numero di utenti, suddivisi tra domestici e non domestici, alimentati dalle colonne montanti di cui alla precedente lettera d.;
 - f. il numero di condomini collegati alle colonne montanti di cui alla precedente lettera d., suddivisi per ciascun livello di pregio di cui al comma 134quater.2;
 - g. il numero di condomini per i quali è stata effettuata l'ispezione il loco.
- 134novies.3 Per ogni condominio censito di cui al comma 134novies.2 con ispezione in loco, è riconosciuto un importo pari a 20,00 €. Detto importo è riconosciuto ad ogni impresa distributrice entro il 31 luglio 2022, previa informativa all'Autorità. Gli oneri derivanti dal presente comma sono posti in capo al conto "Qualità dei servizi elettrici".

Articolo 134decies

Comunicazioni all'Autorità

- 134decies.1 Entro il 31 marzo di ogni anno del periodo 2021-2024, ogni impresa distributrice comunica all'Autorità, con riferimento all'anno precedente, per ogni colonna montante ammodernata:
- a. il condominio di riferimento;
 - b. se l'ammodernamento è stato eseguito senza centralizzazione o con centralizzazione dei misuratori;
 - c. il numero di piani;
 - d. il numero di utenti, suddivisi tra domestici e non domestici;
 - e. il pregio della finitura,
 - f. l'importo di cui al comma 134quinquies.4, lettera a.;
 - g. l'importo di cui al comma 134quinquies.4, lettera b.;
 - h. l'importo di cui al comma 134quinquies.4, lettera c.;
 - i. i costi attribuiti al cespite "Linee di bassa tensione" di cui al comma 134septies.2, lettera a.;
 - j. i costi attribuiti al cespite "Colonne montanti vetuste" di cui al comma 134sexies.1, lettera a.;
 - k. i costi attribuiti al cespite "Colonne montanti vetuste" di cui al comma 134sexies.1, lettera b.,

e per ogni condominio:

- l. i costi attribuiti al cespite “Colonne montanti vetuste” di cui al comma 134sexies.1, lettera c..

134decies.2 Con la comunicazione di cui al comma precedente l’impresa distributrice trasmette all’Autorità il numero di condomini informati ai sensi del comma 134ter con i quali non ha sottoscritto l’accordo di cui al comma 134quater e le motivazioni di tale mancato accordo, nonché il numero dei condomini con quali l’impresa distributrice ha concordato di avvalersi della deroga prevista ai sensi del comma 134octies.1, indicandone le ragioni sottostanti.

Articolo 134undecies

Informazioni per le Società di telecomunicazioni

- 134undecies.1 Ogni impresa distributrice che partecipa alla presente sperimentazione:
- a. dà attuazione all’articolo 4, comma 2 del decreto legislativo 15 febbraio 2016, n. 33, in relazione ai programmi di ammodernamento delle proprie colonne montanti vetuste;
 - b. dà notizia dell’avvio del programma di ammodernamento delle proprie colonne montanti vetuste tramite il proprio sito internet, includendo un recapito (es.: PEC) al quale possa essere contattata dalle Società di telecomunicazioni.

Tabella 22a – Importi unitari massimi riconoscibili all’impresa distributrice o al condominio per l’ammodernamento delle colonne montanti senza centralizzazione dei misuratori, per le sole opere edili

	basso pregio	medio pregio	alto pregio
€/piano	400	500	600
€/utente	700	800	900

Tabella 22b – Importi unitari massimi riconoscibili al condominio per l’ammodernamento delle colonne montanti, con centralizzazione dei misuratori, comprensivi delle opere elettriche ed edili del nuovo impianto d’utenza

	basso pregio	medio pregio	alto pregio
€/piano	700	800	900
€/utente	1.000	1.100	1.200

Tabella 22c – Importo unitario massimo riconoscibile al condominio per l’effettuazione delle opere edili relative al tratto compreso tra il basamento delle colonne montanti e il confine di proprietà e importo massimo riconoscibile al condominio

Importo unitario massimo (€/m)	Importo massimo (€)
100	1.500